

CARACTERIZAÇÃO E APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO E CONTROLO DE FENÓMENOS CORROSIVOS NAS TUBAGENS DE GÁS NATURAL

NUNO SOBRINHO SIMÕES AGUIAR NOGUEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA À FACULDADE DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE DO PORTO

ORIENTADOR: Prof. Fernando Jorge Monteiro (DEMM - FEUP)

PORTO, SETEMBRO 2015

CANDIDATO: NUNO SOBRINHO SIMÕES AGUIAR NOGUEIRA

TÍTULO: CARACTERIZAÇÃO E APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO E CONTROLO DE FENÓMENOS CORROSIVOS NAS TUBAGENS DE GÁS NATURAL

DATA: 11 DE SETEMBRO DE 2015

LOCAL: FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO – SALA F103 – 14:30H

JÚRI:

PRESIDENTE – PROF. MARIA ASCENSÃO LOPES (DEMM – FEUP)

ARGUENTE – PROF. EDITH ARIZA (CT2M – U. MINHO)

ORIENTADOR – PROF. FERNANDO JORGE MONTEIRO (DEMM – FEUP)

Resumo

A presente dissertação tem como objetivos o estudo dos fenómenos de corrosão que ocorrem nas tubagens de gás natural e a identificação, caracterização e avaliação de aplicabilidade de métodos propostos pela NACE. São descritos diversos fenómenos corrosivos passíveis de ocorrer nas tubagens de gás natural, métodos de controlo de corrosão nas tubagens e são, igualmente, expostas teoricamente as diversas metodologias de Avaliação Direta da NACE de modo a ser possível a sua aplicação prática num caso de estudo (EDP Gás Distribuição). Algumas das metodologias ficaram por concluir por falta de tempo.

Palavras-chave: corrosão de tubagens de gás natural, ICDA, ECDA, SCCDA, gestão de integridade de tubagens de gás natural.

Abstract

The objectives of this dissertation are the description of corrosive phenomena that occur within natural gas pipelines and the identification, characterization and evaluation of the feasibility of methods proposed by NACE. There are descriptions of several forms of corrosion present on the natural gas pipelines, control methods of corrosion on pipelines and the theoretical explanation of several Direct Assessment methodologies of NACE. In the end, these same methods were applied on a study case (EDP Gás Distribuição) with varied degrees of success. Some of these methodologies weren't finished due to lack of time.

Índice

Introdução	1
Contexto Teórico	2
Gás natural	2
Tubagens	4
Material	4
Métodos de Fabrico	5
Corrosão	9
Formas de corrosão	13
Consequências da corrosão em tubagens.....	20
Métodos de controlo de corrosão nas tubagens	23
Normas NACE	33
DG-ICDA – Dry Gas Internal Corrosion Assessment	33
ECDA – External Corrosion Direct Assessment.....	37
SCCDA - Stress Corrosion Cracking Direct Assessment	41
Caso de estudo	43
EDP Gás Distribuição	43
Caracterização	43
Resultados	48
DG-ICDA.....	48
ECDA	56
Comentários/Conclusões	57
Sugestões para trabalhos futuros	57
Referências Bibliográficas	58

Siglas

ACVG - *Alternating Current Voltage Gradient*

CIPS - *Closed Interval Potential Survey*

DA - *Direct Assessment*

DG-ICDA - *Dry Gas Internal Corrosion Direct Assessment*

ECDA - *External Corrosion Direct Assessment*

EPNG - *El Paso Natural Gas*

ERW - *Electric Resistance Welding*

GE - *Google Earth*

HFCW - *High Frequency Contact Welding*

HFIW - *High Frequency Induction Welding*

HFW - *High Frequency Welding*

HSE - *Health, Safety and Environmental*

ICCP - *Impressed Current Cathodic Protection*

ICDA - *Internal Corrosion Direct Assessment*

ILI - *In-Line Inspection*

MIC - *Microbially-Induced Corrosion*

NACE - *National Association of Corrosion Engineers*

PC - *Proteção Catódica*

SAW - *Submerged Arc Welding*

SCC - *Stress Corrosion Cracking*

SCCDA - *Stress Corrosion Cracking Direct Assessment*

SIG - *Sistema de Informação Geográfica*

SMYS - *Specified Minimum Yield Strength*

STP - *Standard Temperature and Pressure*

TIG - *Tungsten Inert Gas*

Introdução

A corrosão é definida como o ataque destrutivo e não-intencional de um metal, de carácter eletroquímico que, normalmente, começa à superfície. Uma característica notável da corrosão é a variedade de condições nas quais pode ocorrer e nas numerosas formas que pode surgir. Os fundamentos de corrosão são de maior importância para a engenharia na prevenção da corrosão, interpretação do fenómeno de corrosão e a previsão de uma situação de corrosão. Estes fundamentos incluem os mecanismos das várias formas de corrosão, as condições termodinâmicas aplicáveis, leis cinéticas e, finalmente, o efeito das variáveis principais. A corrosão é um processo muito complexo onde as interações das diferentes reações, condições e efeitos de sinergia devem ser cuidadosamente considerados pois não existem dois casos de corrosão iguais.

A NACE (*National Association of Corrosion Engineers*), por sua vez, define corrosão simplesmente como a deterioração do material, normalmente metal, devido à interação com o ambiente. De acordo com a norma ASME B31.8S, as três ameaças à integridade da tubagem são a corrosão interna, corrosão externa e a corrosão sob tensão (SCC - *Stress Corrosion Cracking*). A corrosão é a causa mais comum de falha em serviço da tubagem e a causa de 6,4% de falha da contenção de materiais perigosos. Quando a integridade da tubagem é comprometida por corrosão, aumenta a probabilidade de potencial impacto na saúde, segurança, meio-ambiente e economia.

A corrosão ocorre naturalmente e não pode ser parada completamente, apenas pode ser controlada. A corrosão de tubagens é influenciada por fatores de corrosão internos, fatores de corrosão externos e suas interações com fatores mecânicos como acontece na SCC. O controlo de corrosão de tubagens passa pelo controlo de fatores como a resistividade do solo, eletrólitos, pH, gases dissolvidos, intensidade da atividade microbiológica, temperatura, pressão, tensões mecânicas, etc.

A corrosão aumenta a probabilidade de acidentes, causa perdas de produção e aumenta os custos de manutenção e operação das tubagens. O impacto da corrosão inclui a consideração do custo acrescido de mitigação, deteção e prevenção de defeitos de tubagens. A NACE estima que o custo direto anual da corrosão nos Estados Unidos da América é de \$276 mil milhões - aproximadamente 3,1% do seu PIB

(Produto Interno Bruto). Este valor só toma em consideração o custo direto para a companhia proprietária ou operadora e não considera os custos indiretos para o utilizador ou público.

A integridade da tubagem quando é comprometida, aumenta a probabilidade de derrame. A fuga de fluidos, como por exemplo óleo ou gás tem um impacto potencialmente pernicioso para a saúde, segurança, meio-ambiente e economia. É o reconhecimento do impacto social que fez com que se preste mais atenção à integridade das tubagens. A característica do impacto da corrosão na integridade das tubagens fez com que as preocupações HSE (*Health, Safety and Environmental*) se tornassem fundamentais nas regulações governamentais a nível global.

A NACE ratificou metodologias de DA (*Direct Assessment*) ou Avaliação Direta dos três principais tipos de corrosão que assolam as tubagens: corrosão interna (ICDA - *Internal Corrosion Direct Assessment*), corrosão externa (ECDA - *External Corrosion Direct Assessment*) e SCC (SCCDA - *Stress Corrosion Cracking Direct Assessment*).

Estas três metodologias têm como objetivo melhorar proactivamente a segurança da tubagem com a avaliação de risco e redução do impacto de ameaça de corrosão. Estas metodologias foram projetadas como ferramentas de gestão de integridade com um bom rácio custo-eficácia que complementam inspeções detalhadas como a ILI (*In-Line Inspection*) e teste hidrostático.

Estas metodologias usam um processo de melhoria contínua de 4 passos: pré-avaliação, inspeção indireta, exame direto e pós-avaliação. A aplicação bem-sucedida da metodologia está assente no encadeamento dos passos, isto é, o sucesso do passo 2 está dependente do sucesso do passo 1 e assim sucessivamente. [1-3]

Contexto Teórico

Gás natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos presentes em reservatórios de rochas porosas encapsulados por um estrato impenetrável. Encontra-se muitas vezes associado ao petróleo cuja origem é, igualmente, a decomposição de matéria orgânica em sedimentos. O gás natural consiste maioritariamente por metano (CH_4) e etano (C_2H_6) com percentagens de propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}) (estes últimos são separados para serem engarrafados), alcanos (C_5H_{12} por exemplo) que são usados

para gasolina, nitrogénio (N₂), oxigénio (O₂), dióxido de carbono (CO₂), sulfureto de hidrogénio (H₂S) e por vezes hélio (He). É usado como combustível industrial ou doméstico. O gás natural é transportado por tubagens de diâmetro considerável ou, no caso de se encontrar no estado líquido, em tanques refrigerados. Ao contrário de outros combustíveis fósseis, o gás natural tem uma combustão considerada limpa e emite baixos níveis de subprodutos potencialmente perigosos para o meio ambiente. A necessidade de fazer chegar o gás natural desde o seu ponto de recolha até ao consumidor final leva a redes de tubagens complexas e, numa tentativa de simplificação, consiste em 3 fases: produção, transmissão e distribuição (fig.1). [4]

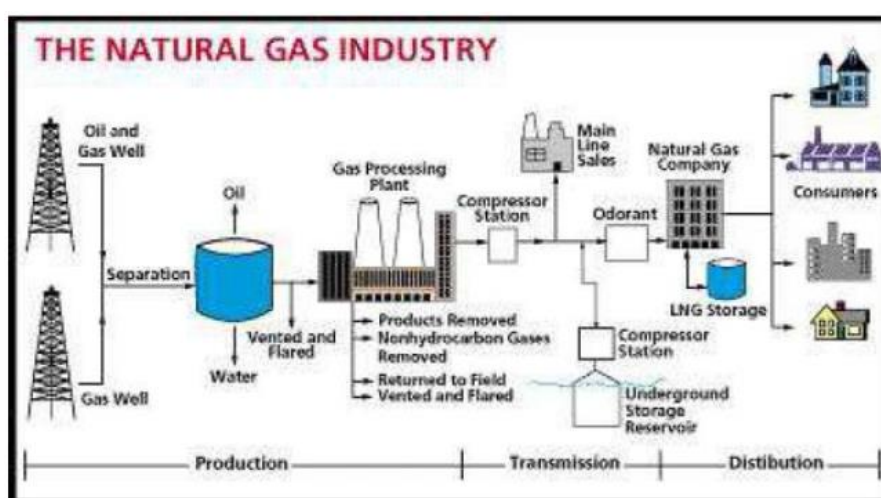


Figura 1 – esquema da indústria do gás natural [4]

A tabela 1 ilustra a composição típica do gás natural, neste caso, da *Union Gas* que é uma companhia canadiana de armazenamento, transmissão e distribuição de gás natural. A tabela refere-se a valores do gás natural na fase de distribuição.

Tabela 1 – Composição típica de gás natural da Union Gas [5]

Componente	Análise típica (mol %)	Alcance (mol %)
metano	95,0	87,0 - 97,0
etano	3,2	1,5 - 7,0
propano	0,2	0,1 - 1,5
i-butano	0,03	0,01 - 0,3
n-butano	0,03	0,01 - 0,3
i-pentano	0,01	vestígios - 0,04
n-pentano	0,01	vestígios - 0,04
azoto	1,0	0,2 - 5,5
dióxido de carbono	0,5	0,1 - 1,0
oxigénio	0,02	0,01 - 0,1
hidrogénio	vestígios	vestígios - 0,02

Tubagens

Material

As previsões da *U.S. Energy Information Administration's World Energy Outlook* são de que os combustíveis fósseis continuarão a ser a fonte primária de energia até 2035 e que o consumo de gás vai duplicar entre 2006 e 2035 enquanto a necessidade de petróleo vai aumentar 1,6% por ano no mesmo período (fig. 2). O transporte de tais quantidades de gás e crude requer sistemas bem desenvolvidos que operem sob restrições severas de segurança e condições ambientais variadas. Em 2006, foi estimado que o comprimento total de tubagens de transmissão a alta pressão perfazia 3,5 milhões de km onde 64% destes transportava gás. Este sistema requer materiais de propriedades específicas e, durante muitos anos, o desenvolvimento de aço para tubagens teve particular interesse para os produtores de aço. Os maiores desafios na produção de aço prendem-se com os requisitos necessários que incluem excelente soldabilidade, tenacidade e resistência mecânica elevadas a variadas temperaturas com resistência ímpar à fissuração e no facto de tentar manter o aço com estas características a um preço competitivo. A figura 3 demonstra a evolução ao longo do tempo de diferentes aços para fabrico de tubagens. [6]

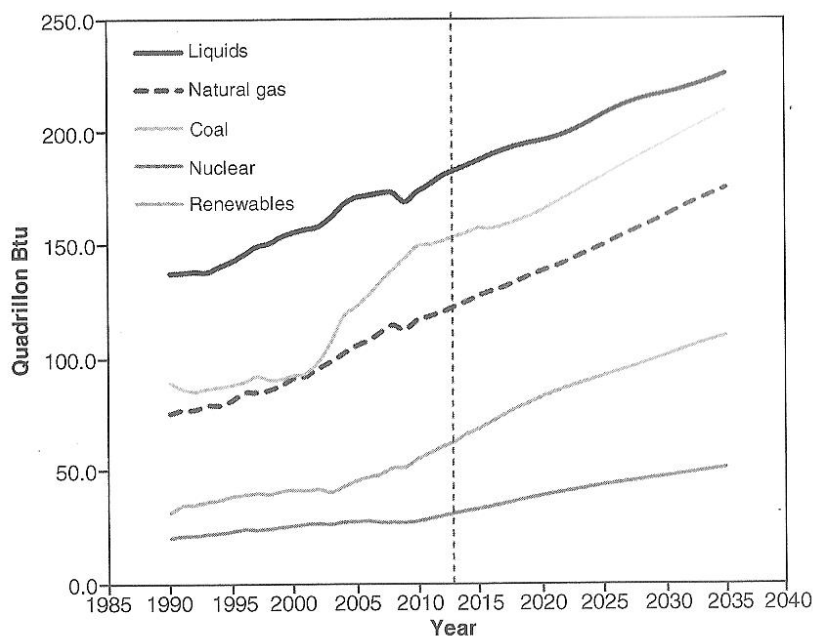


Figura 2 – consumo energético mundial por combustível [6]

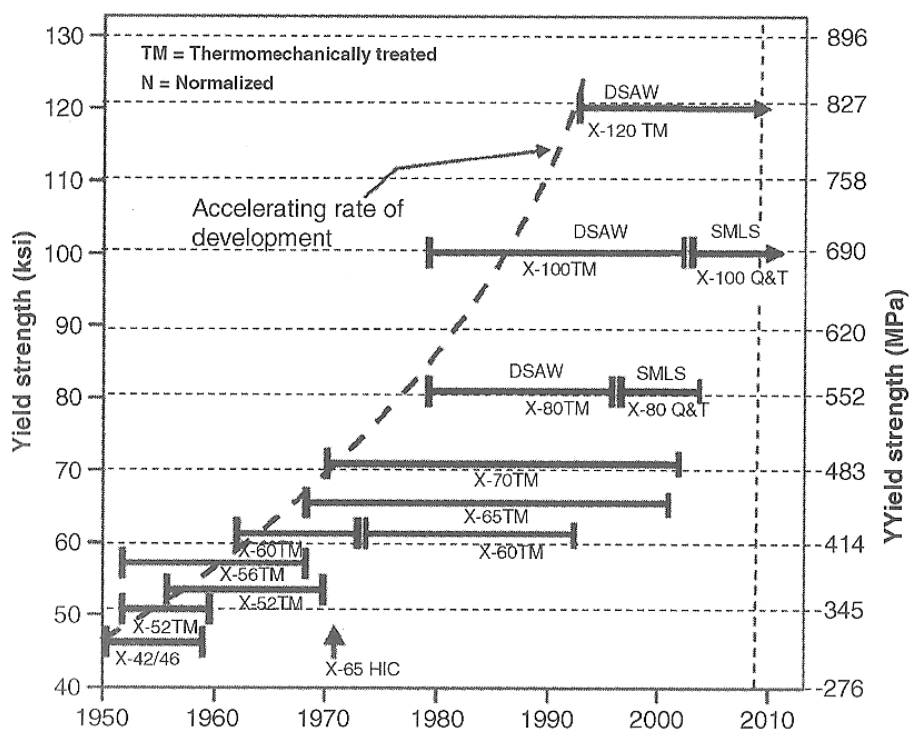


Figura 3 – desenvolvimento de diferentes aços e correspondente tensão de cedência (DSAW – soldadura por duplo arco submerso; Q&T – têmpera e revenido; SMLS – tubagem sem cordão de soldadura) [6]

Métodos de Fabrico

O fabrico de redes de tubagens passa primeiro pelo fabrico de segmentos de tubagem e a respetiva soldadura da secção longitudinal. Na montagem da rede, os segmentos de tubagem serão soldados juntos no plano transversal na posição topo a topo ou junta de canto de soldadura (fig. 4). A soldadura longitudinal pode ser de dois tipos: soldadura de arco submerso (SAW - *Submerged Arc Welding*) ou soldadura por resistência elétrica (ERW - *Electric Resistance Welding*). A soldadura de segmentos de tubagens pode ser feita através de soldadura de eletrodo revestido (SMAW - *Shielded Metal Arc Welding*) ou soldadura com proteção gasosa inerte e eletrodo de tungsténio (TIG - *Tungsten Inert Gas*).

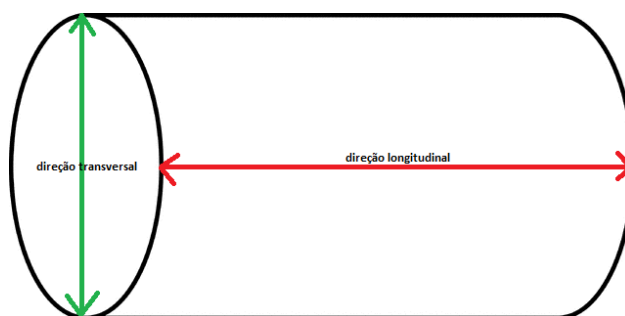


Figura 4 – esquema ilustrativo das direções longitudinal e transversal

Soldadura longitudinal

Soldadura longitudinal de arco submerso

Este tipo de soldadura longitudinal tem sido usada há décadas em segmentos de tubagens que transportem grandes quantidades de hidrocarbonetos. Este facto deve-se ao aspeto económico pois, para soldar tubagens de elevada espessura, a soldadura de arco submerso é o método mais barato. O processo de soldadura por arco submerso foi desenvolvido nos anos 30 e foi um dos primeiros processos de soldadura por arco a ser automatizado. É um processo que usa um eléctrodo em forma de fio contínuo consumível e a proteção do arco é feita pela cobertura de um fluxo granular. O fluxo é introduzido na junta ligeiramente à frente do arco por gravidade e submerge completamente a operação de soldadura prevenindo assim faíscas, radiação e respingos. A parte do fluxo que está mais próximo do arco funde e é misturado com o metal a ser soldado o que remove as impurezas e, em seguida, solidifica no topo da junta na forma de escória (fig. 5). Esta escória e os grânulos do fluxo fornecem uma boa proteção da atmosfera e isolam termicamente a área soldada o que resulta num arrefecimento lento e uma junta soldada de alta qualidade. O fluxo que não sofre transformação física pode ser recuperado e reutilizado e a escória solidificada necessita de ser retirada, normalmente por meios mecânicos. A soldadura longitudinal das tubagens por arco submerso é feita em dois passos onde o primeiro passo consiste na soldadura interna do cordão e o segundo passo é concluído já no exterior da tubagem. No caso de alta produtividade, é necessária uma alta taxa de deposição que pode ser atingida se for usada a variante multi-fios deste tipo de soldadura (podem ser usados até cinco fios). Nas tubagens de grande espessura, atinge-se temperaturas muito altas o que vai afetar significativamente a área soldada e, assim, resultar em pontos localizados de menor tenacidade. [6-8]

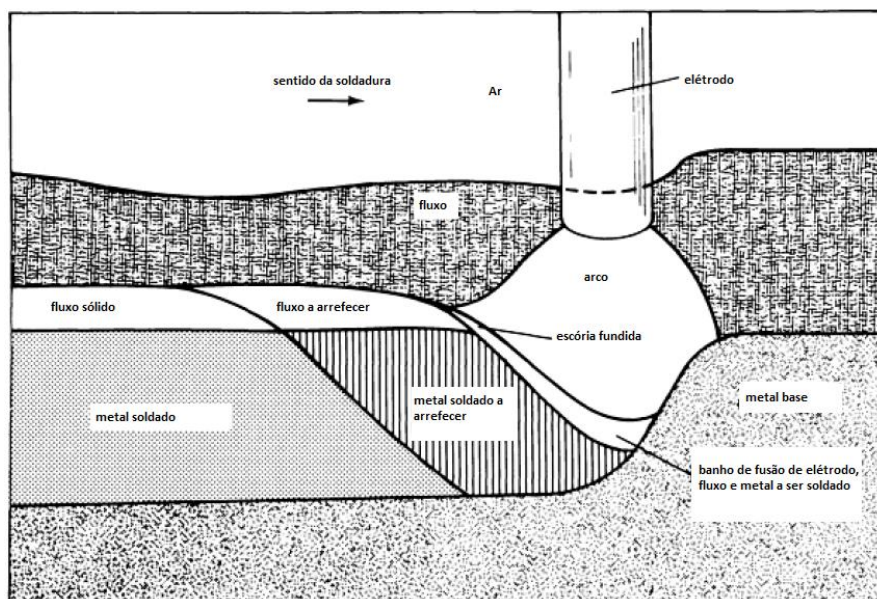


Figura 5 – esquema ilustrativo da soldadura de arco submerso [7]

Soldadura por resistência elétrica de alta frequência (HFW - High Frequency Welding)

Hoje em dia, mais de um terço da produção anual mundial de tubagens de aço carbono é fabricada por soldadura de alta frequência. A soldadura de alta frequência é um tipo de soldadura por resistência elétrica usada na soldadura longitudinal. A voltagem é aplicada por contacto (HFCW - *High Frequency Contact Welding*) ou por indução (HFIW - *High Frequency Induction Welding*) ao longo das bordas do tubo no sentido longitudinal (fig. 6). A diferença de potencial leva a corrente a fluir pelas bordas até ao ponto onde se encontram, o que aquece rapidamente o metal. Existe aplicação de pressão por rolamentos, que força o metal quente a ligar-se criando assim uma ligação por difusão. A pressão exercida faz com que as impurezas não fiquem no cordão e a estrutura resultante é mais parecida com a de uma fabricada por forjamento. A grande diferença entre HFC e HFI é o facto do processo de HFI a voltagem ser induzida por fluxo magnético à volta das bobines. [6]

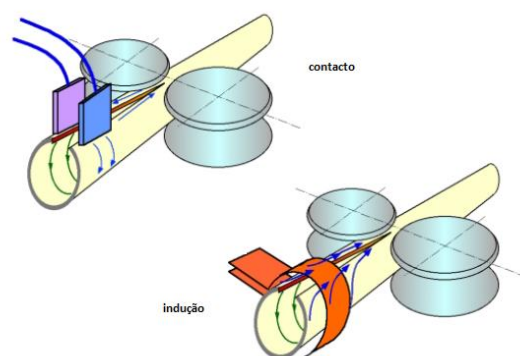


Figura 6 – Soldadura por resistência elétrica de alta frequência de contacto (cima) e indução (baixo) [9]

Soldadura transversal

Soldadura de eléctrodo revestido (SMAW - Shielded Metal Arc Welding)

Este tipo de soldadura é bastante simples e bastante usado na junta de segmentos de tubagens mas que requer experiência do soldador. Geralmente, é um processo manual onde não existe limite máximo de espessura que pode ser soldada. A espessura mínima é de 1,6 mm e todas as posições de soldadura são permitidas. O arco elétrico é iniciado por tocar momentaneamente o eléctrodo no material base e, quando o arco estabiliza, começa a fundir o eléctrodo usado e o material base formando assim o depósito de soldadura. A atmosfera protetora é resultante do revestimento do eléctrodo como se pode ver pela fig. 7. [7]

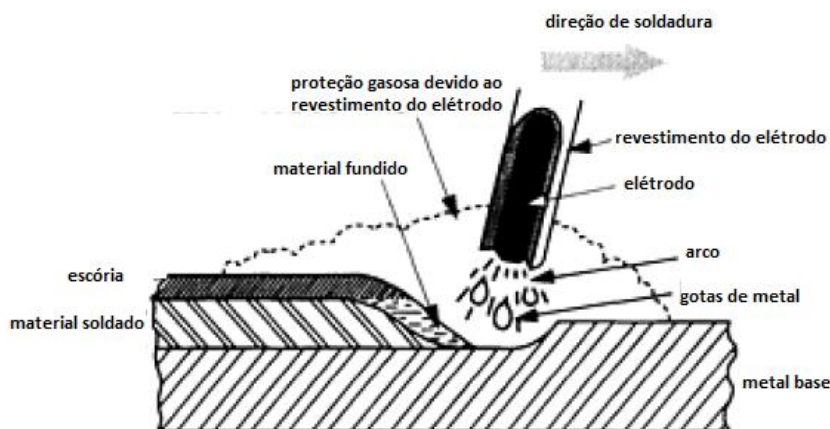


Figura 7 – esquema ilustrativo do processo de soldadura de eléctrodo revestido [7]

Soldadura com proteção gasosa inerte e eléctrodo não consumível (TIG - Tungsten Inert Gas)

É um tipo de soldadura que usa o tungsténio como eléctrodo não consumível e onde existe proteção gasosa das contaminações atmosféricas (normalmente árgon, hélio ou uma mistura dos dois). A fig. 8 esquematiza o processo e respetivos componentes.

As temperaturas necessárias para fundir os materiais são atingidas ao manter um arco entre o eletrodo e o material base e podem ser da ordem dos 2500 °C. Neste tipo de soldadura é usado material de adição e, como não produz fumos, o controle visual durante o processo é ótimo. Este tipo de soldadura é usado quando é necessária excelente qualidade de soldadura mas é problemática se existir contaminação. [7]

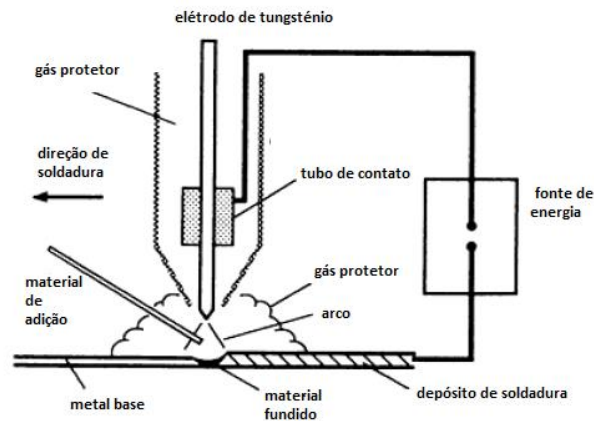


Figura 8 – esquema ilustrativo de TIG [7]

Corrosão

A corrosão das tubagens é a deterioração do material da tubagem devido à reação com o ambiente interno e/ou externo (e inclui a corrosão sob tensão), o que vai comprometer a integridade da tubagem e leva a fugas ou explosões. A maior parte dos metais são termodinamicamente instáveis e tendem a “procurar” estar num nível de energia mais baixo, em forma de óxido ou outro composto. A corrosão é a principal razão para a deterioração e envelhecimento das tubagens subterrâneas e é a segunda causa para a falha da tubagem. Existem quatro condições que necessitam de existir simultaneamente para que ocorra corrosão (exemplificado pela figura 9):

- Ânodo onde a reação de oxidação ocorre acompanhada pela perda de eletrões, ex.: ferro transforma-se no ião Fe^{++} com a perda de dois eletrões $2e^-$
- Cátodo onde a reação de redução ocorre acompanhada pelo ganho de eletrões, ex.: os eletrões produzidos no ânodo são consumidos
- Ligação metálica elétrica entre ânodo e cátodo, ex.: parede da tubagem
- Eletrólito, ex.: solo ou água com iões dissolvidos.

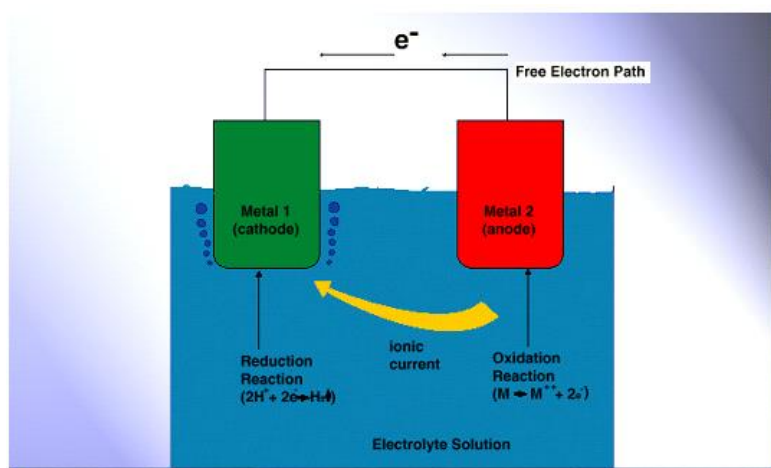
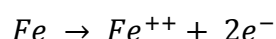


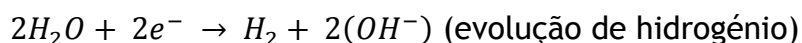
Figura 9 – esquema de uma célula eletroquímica [1]

É de notar que o ânodo está a um nível de energia mais elevado do que o cátodo. Qualquer superfície do metal vai consistir em diversos elétrodos ligados pelo corpo do metal em si. Estes elétrodos são microscópicos e a sua localização precisa não é fixa. Na presença de um eletrólito, estes ânodos e cátodos podem atuar como células de corrosão o que leva à conversão do metal em produtos de corrosão.

As reações de corrosão em tubagens envolvem a transferência de carga entre o metal e o eletrólito (eletroquímica). No ânodo, a oxidação ocorre pela perda de átomos de metal da estrutura para o eletrólito como iões. Um exemplo de uma reação de oxidação é demonstrada pela seguinte equação:



Neste caso, o ferro é oxidado (perde eletrões) e fica no estado Fe^{++} como um ião na solução e, por conseguinte, liberta dois eletrões ($2e^{-}$). No cátodo, os eletrões produzidos pela reação anódica são consumidos nas reações de redução. A maior parte de reações catódicas são possíveis devido à evolução do hidrogénio e redução do oxigénio como está demonstrado em baixo:



As características das reações anódicas e catódicas estão sumarizadas na tabela 2.

Tabela 2 – Comparação de características das reações anódicas e catódicas [2]

Reações anódicas	Reações catódicas
Oxidação	Redução
Corrosão	Não há corrosão
Perda de eletrões	Ganho de eletrões

A principal razão para a corrosão ocorrer baseia-se na termodinâmica. Em muitos casos, o fluxo de energia está na forma de calor mas, no caso de reações de corrosão, a quantidade de calor gerada é muito baixa para medir. Em vez disso, o fluxo de energia nas reações de corrosão está na forma de energia elétrica resultante do fluxo de eletrões. É este fluxo de energia que determina a direção das reações químicas e de corrosão. Para estas reações ocorrerem espontaneamente, a energia final deve ser mais baixa que a energia inicial. No caso de materiais de engenharia como o aço, o ferro usado como constituinte primário do aço está num nível de energia mais elevado do que o seu estado natural. Este estado natural para o ferro é, essencialmente, o minério de óxido de ferro (Fe_2O_3), que é também uma forma comum de ferrugem produzida durante a corrosão do ferro e aço. O ferro e aço tendem a reverter para Fe_2O_3 o que está demonstrado esquematicamente na figura 10.

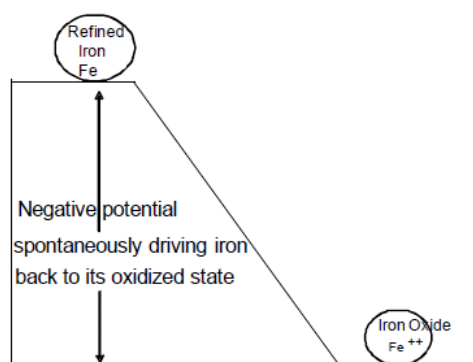


Figura 10 – tendência do ferro em oxidizar-se [2]

Devido ao facto da energia elétrica ser transferida durante os processos de corrosão, as medições elétricas são usadas para descrever o processo. Incluem medidas de potencial e corrente. A medição de potencial elétrico é um método de medir diferenças de energia. Para a corrosão, o ânodo está num nível energético superior do que o do cátodo e, como tal, os eletrões fluem do ânodo para o cátodo. Este fluxo

de elétrons está dependente da diferença de energia entre o ânodo e o cátodo que se manifesta na diferença de potencial entre o ânodo e o cátodo.

A diferença de potencial entre ânodo e cátodo pode aumentar por razões diferentes. O caso mais intuitivo ocorre quando dois diferentes materiais são ligados eletricamente (galvânica), como no caso de uma liga de alumínio usada no ânodo sacrificial que protege um tanque de armazenamento de aço que age como cátodo. Outro caso é uma célula de concentração onde diferenças no ambiente existem em diferentes localizações na mesma estrutura. Um exemplo disto é a corrosão em fenda na forma de célula de diferença de arejamento. Nesta célula, o oxigênio está presente e a oxidação do ferro ocorre dentro da fenda ou na região ocluída/mais resguardada.

A corrosão de uma secção interna de uma tubagem de aço está demonstrada esquematicamente na figura 11. Neste caso, a região da tubagem atua como o ânodo e uma região separada atua como cátodo. A distância entre estas duas áreas pode ser pequena (como alguns milímetros) e pode resultar nas diferenças na química local, reparações feitas com materiais diferentes e/ou outras razões. Também é de notar que, a qualquer altura uma área pode ser o ânodo e outra o cátodo mas podem trocar entre si se as condições mudarem. Como tal, só porque uma área é considerada como ânodo não quer dizer que vai ser sempre o ânodo necessariamente.

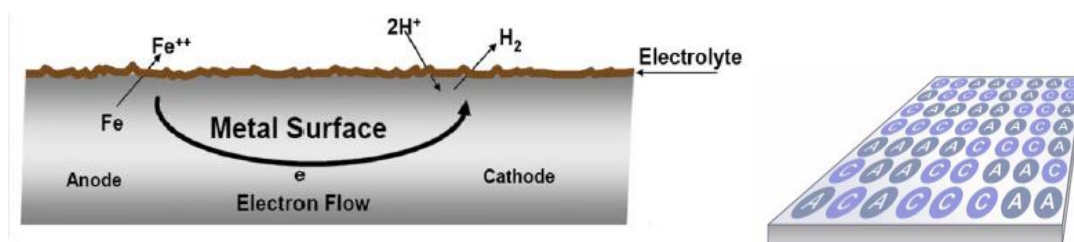


Figura 11 – esquematização da parede da tubagem a atuar tanto como cátodo e ânodo ao mesmo tempo [1]

Para a corrosão eletroquímica ocorrer, a superfície do metal deve ser molhada por um eletrólito que conduza corrente iônica do ânodo para o cátodo da célula de corrosão. A condutividade é uma expressão numérica da capacidade do material conduzir carga elétrica ou corrente elétrica devido à presença de íões carregados positiva ou negativamente na solução de eletrólito. A condutividade depende da concentração, mobilidade e valência dos íões, logo é proporcional à concentração salina total ou a quantidade de metal dissolvido na solução de eletrólito. [2]

Formas de corrosão

Corrosão uniforme

Esta é a forma mais comum de corrosão e resulta de uma reação eletroquímica uniforme com uma taxa de corrosão mais ou menos previsível. O material vai, progressivamente, ficar mais fino enquanto a corrosão ocorre até acontecer a inevitável falha do metal. Este tipo de corrosão é distribuída uniformemente sobre a superfície metálica do material mesmo que ocorra numa localização isolada (figura 12) e é o tipo de corrosão que faz perder mais massa, sendo do ponto de vista técnico, de fácil previsão e prevenção. A sua uniformidade característica implica que a taxa de corrosão deve ser utilizada no projeto de equipamento apropriado. A corrosão uniforme resulta de uma redução gradual da espessura da parede e a perda de propriedades mecânicas da tubagem aliada à sobrepressão pode fazer com que ocorram ruturas da tubagem. Esta forma de corrosão ocorre no meio interno ou externo à tubagem. Para a corrosão uniforme, a perda de espessura de parede de 1,5 mpy (*mm per year*) está associada com a tubagem de aço-carbono em ambientes de muito baixa corrosividade (por exemplo, gás seco com a possibilidade de operação abaixo do ponto de orvalho). Pode ser prevenida ou reduzida pelo uso de materiais próprios, incluindo revestimentos, inibidores ou com recurso à proteção catódica. [2] [10,11]



Figura 12 – exemplo de corrosão uniforme [2]

Corrosão localizada

Corrosão por picada

É uma forma de corrosão altamente localizada e é muito difícil de notar pois quase não há perda de massa mas, no entanto, pode furar a peça de um lado ao outro. A corrosão por picada é autocatalítica com as picadas a crescerem no sentido na

direção da gravidade (fig. 13). É difícil de estudar e prever porque tem tempos de atuação muito longos. Em alguns casos, diversas picadas podem interligar-se o que resulta em falhas de tubagens que estariam em perfeitas condições. É semelhante à corrosão em fenda: existe uma porção de líquido confinado a uma cavidade. Neste caso, é confinado por se formar um furo muito pequeno à superfície (não relativo ao design da peça). Por alguma razão há oxidação preferencial numa zona, criando a picada (*pit*) onde se concentra o líquido. Após formação da picada e de haver uma solução estagnada, a corrosão progride rapidamente (figuras 14 e 15).

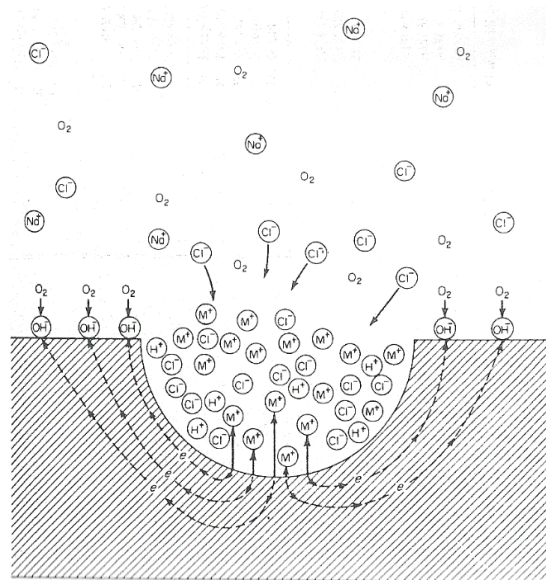


Figura 13 – esquema do processo autocatalítico da corrosão por picada [10]



Figura 14 – exemplo de corrosão por picada em estado avançado [2]

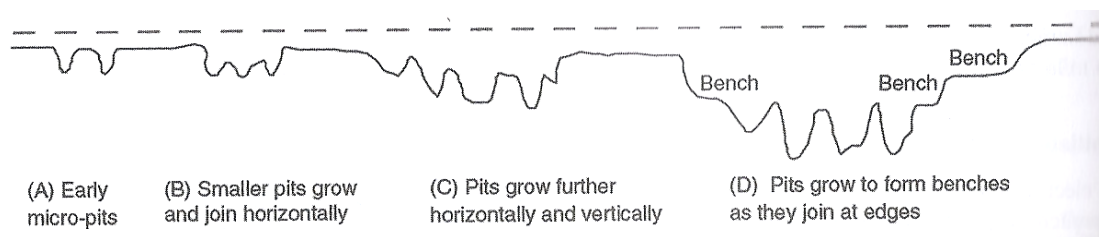


Figura 15 – esquema da progressão da corrosão por picada [6]

Se houver agitação (no caso de fluido), há maior probabilidade de parar o processo de *pitting* porque é fácil tirar a solução agressiva da picada. Desta forma, quanto maior for a agitação, menor o *pitting*.

O oxigénio dissolvido causa corrosão por picada mesmo a concentrações abaixo de 50 partes por bilião (ppb) e, devido ao facto de estar presente na atmosfera e ser suficientemente solúvel na água, está presente em todas as águas à superfície. Os aniões cloreto promovem uma corrosão localizada extremamente agressiva (por picada, em fenda, etc.). Acredita-se que os iões cloreto são os componentes fundamentais que causam a corrosão em aços inoxidáveis, que falham principalmente por corrosão por picada e em fenda. Os aniões cloreto representam uma percentagem significativa do total de constituintes dissolvidos nas águas de serviço. [2,11]

Corrosão em fenda

A corrosão em fenda é, igualmente, autocatalítica e ocorre em áreas pequenas com o eletrólito estagnado como debaixo de parafusos, rebites, depósitos de lama ou sedimentos. O eletrólito estagnado está em contacto com a superfície resguardada do aço. Esta área torna-se no componente ativo (anódico) onde a reação de oxidação ocorre. O eletrólito não estagnado está em contacto com a superfície exposta do metal. Esta superfície torna-se no componente passivo (catódico) onde a reação de redução ocorre. Como tal, a dissolução de metal ocorre dentro do eletrólito estagnado o que leva à formação de uma cavidade que se torna cada vez maior cujo fenómeno é conhecido por corrosão em fenda. O período de incubação pode ser muito lento devido ao início da reação. Uma vez passado este período, a sua corrosão aumenta exponencialmente. É problemática porque é difícil notar a corrosão em tempo útil. A prevenção pode passar pelo uso de soldadura (que, no entanto, pode criar uma célula galvânica), projeto de vasos para drenagem de líquidos o que evita

zonas estagnadas e uso de materiais isolantes que não absorvam umidade. A figura 16 demonstra a evolução do fenômeno de corrosão em fenda [2,10]

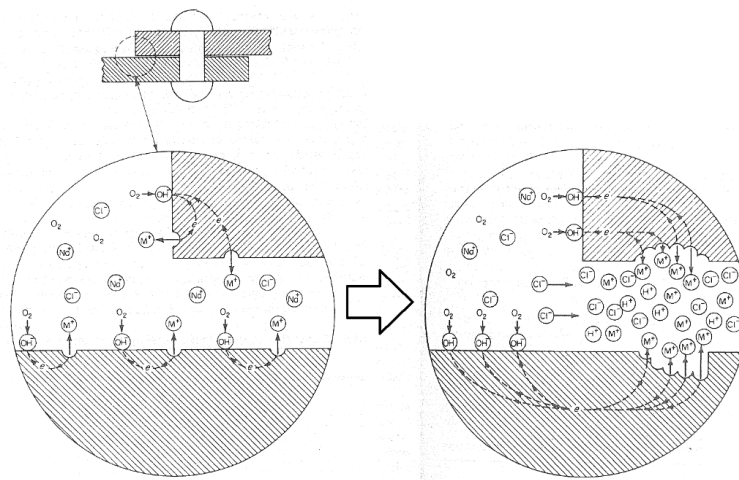


Figura 16 – Evolução do fenômeno de corrosão em fenda [10]

Corrosão galvânica

Acontece sempre que há dois metais diferentes em contacto. Os dois metais têm potenciais diferentes, o que gera uma diferença de potencial e a criação de uma pilha. O potencial desenvolvido pelos metais funciona como a força motriz desta forma de corrosão e há efeito de vasos comunicantes: os potenciais vão tender a equilibrar-se, do lado do potencial mais baixo (ânodo) para o lado do potencial mais alto (cátodo). Os metais com potenciais próximos (juntos na série galvânica) não vão ter muitos problemas com esta forma de corrosão. É sempre necessário haver umidade para que o circuito se feche. A parte mais sujeita à corrosão é a zona mais próxima entre os dois metais porque há perda de potencial ao longo da solução. A pior situação possível será a do ânodo ter uma área muito pequena em comparação com o cátodo. Se o contrário acontecer, a corrosão vai distribuir-se ao longo do ânodo (figura 17). A prevenção desta forma de corrosão passa pela seleção de metais próximos na série galvânica, dar prioridade a áreas maiores para o ânodo e menores para o cátodo, isolamento de metais, revestimentos, adição de inibidores para diminuir a agressividade do meio e evitar juntas com roscas que podem acumular líquidos. A figura 18 exemplifica um caso de corrosão galvânica. [10,11]

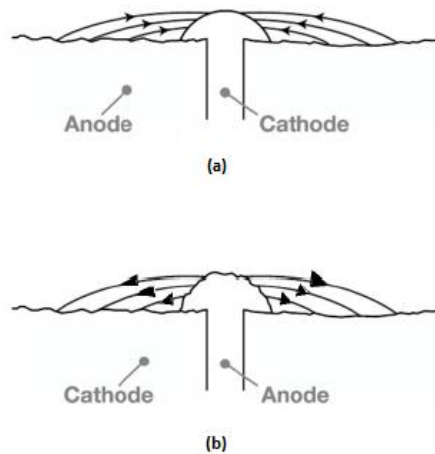


Figura 17 – (a) área do ânodo muito maior que a do cátodo (b) área do ânodo muito menor que a do cátodo [2]

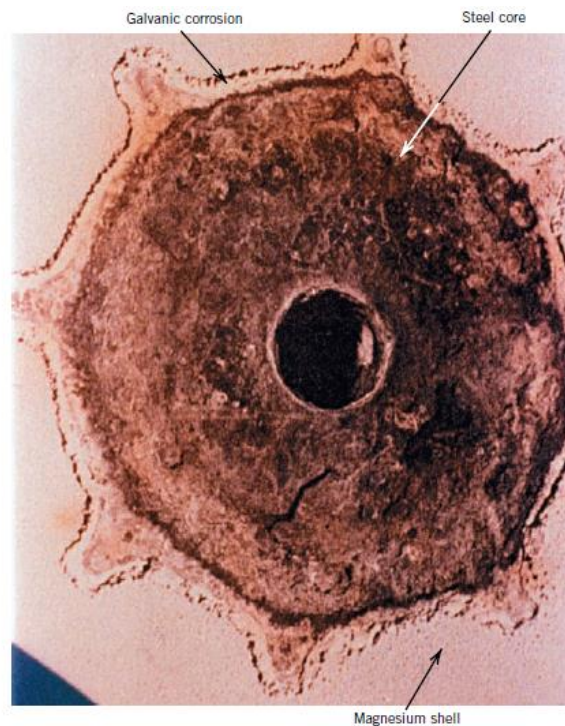


Figura 18 – Exemplo de corrosão galvânica [12]

Corrosão sob tensão

A corrosão sob tensão é um termo usado para descrever falhas em serviço de materiais de engenharia que ocorrem por propagação lenta de fissuras induzidas ambientalmente. A propagação de fissuras é o resultado da interação combinada e sinérgica de reações de corrosão e tensões mecânicas. Muitos investigadores classificaram como corrosão sob tensão todas as falhas por fissuração em ambiente corrosivo incluindo fissuração devido à fragilização por hidrogénio. Contudo, estes dois tipos de falha por fissuração respondem de maneira diferente a variáveis

ambientais. De modo a ilustrar esta resposta diferente, a proteção catódica é um método eficaz a prevenir corrosão sob tensão mas, ao mesmo tempo, acelera rapidamente os efeitos de fragilização por hidrogénio. Como tal, é de vital importância considerar o fenómeno de SCC diferente da fragilização por hidrogénio. As tensões necessárias para a corrosão sob tensão ocorrer são pequenas, normalmente abaixo da tensão de cedência.

Durante o fenómeno de corrosão sob tensão, o metal ou liga não é atacado na maioria da sua superfície enquanto fissuras finas progridem na direção perpendicular à da tensão através do material e resulta na falha catastrófica. Este fenómeno de fissuração tem sérias consequências pois pode ocorrer sob tensões dentro da gama de tensões típicas de projeto. O comportamento de falha é análogo ao de um material frágil apesar de a liga metálica ser intrinsecamente dúctil.

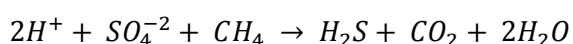
Existem dois tipos de corrosão sob tensão, a de alto pH e a de pH quase neutro. A corrosão sob tensão de pH quase neutro é o tipo de corrosão sob tensão transgranular e é associada com eletrólitos de pH quase neutro. Tipicamente, este tipo de falha tem ramificação limitada e é associada com corrosão das paredes da falha, e por vezes, da superfície da tubagem. A corrosão sob tensão de alto pH é do tipo intergranular e é, normalmente, ramificada com associação a eletrólitos alcalinos ($\text{pH} \approx 9,3$)

Acredita-se que os mecanismos de corrosão sob tensão de alto pH e corrosão sob tensão de pH quase neutro na superfície externa da tubagem estão associados com a corrosão de picada cujo caminho é determinado pelo limite local de tensões para o material suscetível da tubagem. O início da fissuração acontece, muitas vezes, nos sítios onde os processos de picada ocorrem. Se as cavidades de picada iniciais, que ocorrem num ambiente dominado por CO_2 , forem fundas e estreitas o suficiente com penetração rápida, a corrosão sob tensão pode resultar da interação das tensões de operação e a picada. As fissuras podem alcançar uma profundidade na qual a falha da tubagem pode resultar de contactos externos ou pressão excessiva. A corrosão por picada é normalmente rodeada por uma região não corroída, uma característica comum à corrosão sob tensão. [1,2] [10-12]

Corrosão induzida por micro-organismos (MIC)

O MIC é uma forma séria de corrosão que pode ocorrer em tubagens e produz *black powder* ou sulfuretos de ferro. MIC é o *pitting* da parede da tubagem como resultado de atividades de comunidades de micróbios em áreas que fornecem o seu habitat necessário. Pode ocorrer internamente ou externamente à tubagem. A extensão de MIC e os custos associados só foram reconhecidos nos anos 90. Este facto deve-se à falta de alerta da importância do MIC por pessoal do terreno bem como métodos de terreno para conduzir investigações de identificação de causas do MIC.

Os micróbios que causam a corrosão da tubagem são de basicamente duas famílias: bactérias redutoras de sulfatos (SRB) e bactérias produtoras de ácido (APB). Foi demonstrado que micróbios SRB como o *Clostridium* e *Desulfovibrio desulfuricans* consomem sulfatos e produzem sulfuretos de hidrogénio. Estas bactérias anaeróbicas usam a redução do sulfato como fonte de energia e oxigénio, como está demonstrado pela reação:



O metano é usado como exemplo pois as bactérias podem consumir compostos orgânicos mais complexos. Estas bactérias podem estar, por vezes, associadas com a formação de pirite nas formações geológicas. O sulfureto de hidrogénio pode reagir na formação de sulfuretos metálicos, o que sugere que o sulfureto de ferro pode não ser o único que se forma como resultado da atividade bacteriana. A *mackinawite*, *smaythite* e *greigite* podem ser produtos indicadores de atividade MIC.

No caso das linhas de transmissão e distribuição de gás natural, cujo gás foi tratado para remover o sulfureto de hidrogénio, a presença deste em quantidades superiores ao máximo permitido é um indicador da presença provável deste tipo de micróbios.

Num ambiente seco as bactérias SRB podem estar dormentes mas quando existe a presença de água leva à ativação massiva das bactérias o que leva ao entupimento da instrumentação, da tubagem em si e ao dano de sistemas de filtro por exemplo. As figuras seguintes ilustram alguns problemas e consequências da atividade microbiológica, como o *black powder*, dentro das tubagens de gás natural. A fig. 22 é o exemplo de um grânulo de *black powder* de uma amostra que foi retirada do colapso de um filtro da EDP Gás Distribuição. [13]

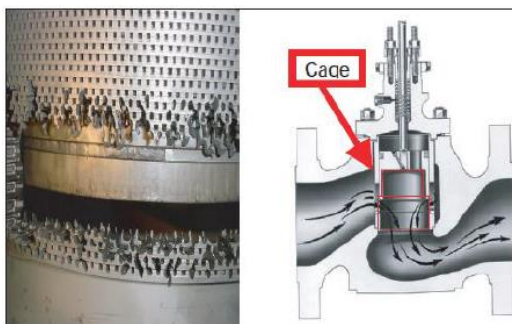


Figura 19 – degradação de um filtro pelo black powder Figura 20 – entupimento de um posto de medição [14]



Figura 21 – degradação de uma tubagem com óxidos e sulfuretos de ferro [15]

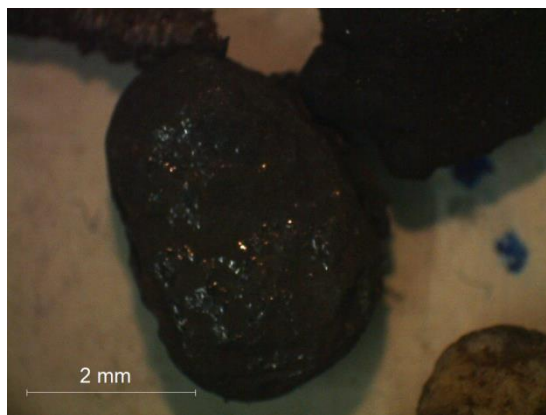


Figura 22 – Exemplo de partícula de black powder da amostra retirada de um filtro da EDP Gás

A tabela A-1 do anexo A ilustra as diversas formas de corrosão em que algumas não foram abordadas na presente dissertação.

Consequências da corrosão em tubagens

Uma tubagem de gás natural de 0,762 m de diâmetro, propriedade de *El Paso Natural Gas* (EPNG) de New Mexico, EUA, explodiu a 19 de agosto de 2000, deixando uma cratera de 26 m de comprimento, 14 m de largura e 6 m de profundidade. Existiu ignição do gás libertado e este ficou em combustão durante 55min. Supostamente,

era visível até 32 km. Doze pessoas que estavam a acampar debaixo de uma ponte de aço suportada por cimento que guiava a tubagem através de um rio não conseguiram escapar à bola de fogo de 1200 °C (fig. 23 e 24).

A causa de falha, segundo um relatório da *National Transportation Safety Board*, deve-se à redução significativa da espessura da parede devido a corrosão interna severa na tubagem de 50 anos. A corrosão severa ocorreu devido ao facto do programa de controlo de corrosão da EPNG não conseguir prevenir, detetar ou controlar a corrosão interna. Existe também uma contribuição por parte das inspeções federais ao não identificar deficiências no programa de controlo de corrosão interna da EPNG. As questões de segurança identificadas nesta falha da tubagem foram o projeto e a construção da tubagem, a adequação do programa de controlo da corrosão interno, a adequação das regulações federais de segurança para tubagens de gás natural e a adequação da fiscalização federal ao operador da tubagem.

O maior custo da explosão da tubagem foi a perda de vidas humanas - 12 fatalidades, incluindo crianças. A explosão destruiu outras duas pontes de tubagem nas redondezas e o dano de propriedade total foi perto de 1 milhão de dólares. A EPNG teve de pagar uma multa de 15,5 milhões de dólares e forçada a comprometer-se em gastar 86 milhões de dólares para modificar o sistema de 10 000 milhas de tubagens que fazia parte do incidente. Depois do acidente, a EPNG desenvolveu um programa para treinar o pessoal em corrosão interna e implementou um programa de gestão de integridade aplicável às 46 mil milhas de tubagens de gás da companhia. A EPNG identificou 60 segmentos de tubagem cujo risco de corrosão interna foi avaliado como extremo. Estes segmentos foram inspecionados por ILI (*In-Line Inspection*) e outros meios não-destrutivos e descobriu-se corrosão interna em oito tubagens. Em seis destas tubagens identificadas, a companhia deliberou que a corrosão seria um evento isolado. A EPNG mandou as duas restantes tubagens para o laboratório metalúrgico interno para análise e testes químicos. Os testes vieram a provar que uma das tubagens tinha corrosão interna geral e que as picadas localizadas tinham reduzido a espessura da tubagem em 42%.

Como conclusão, a EPNG falhou ao não empregar pessoal qualificado em métodos de controlo de corrosão. Falhou, igualmente, ao não investigar e mitigar a corrosão

interna de duas das suas tubagens de transporte de gás corrosivo e, finalmente, falhou na monitorização competente para determinar a eficácia dos passos para minimizar a corrosão interna. Um planeamento de ciclo de vida apropriado desde a construção da tubagem e continuado ao longo do tempo em serviço desta teria evitado este acidente. [16]



Figura 23 – Consequência da falha catastrófica de Carlsbad, NM [16]



Figura 24 – Consequência da falha catastrófica de Carlsbad, NM [2]

Os dois casos seguintes, apesar de não serem tubagens de gás natural, são relevantes para o exemplo das consequências catastróficas da corrosão em tubagens.

A falha que ocorreu em junho de 1999 numa tubagem de transporte de gasolina com 0,40 m de diâmetro em Bellingham, Washington matou três pessoas. A causa da explosão foi o facto de dois rapazes que brincavam com um isqueiro num riacho, onde 750 m³ de gasolina tinham sido despejados através de uma rutura da tubagem, terem inflamado a gasolina. Os dois rapazes não sobreviveram enquanto um pescador morreu afogado por ter caído devido à inalação dos vapores, e tudo ao longo de 2 km de um dos lados do riacho ardeu (fig. 25). Os prejuízos calculados foram acima dos 45 milhões de dólares. [2]



Figura 25 – Bellingham, Washington [2]

Em julho de 2003, uma tubagem de líquidos perigosos em Tucson, Arizona falhou em serviço o que resultou no despejamento de 38 m³ de gasolina sobre a área (fig. 26). Não houve registo de fatalidades e a causa da rutura deve-se à corrosão sob tensão no cordão de soldadura longitudinal da tubagem. [2]



Figura 26 – Tucson, Arizona [2]

Métodos de controlo de corrosão nas tubagens

Existem seis tipos de métodos fundamentais de controlo de corrosão que estão classificados do seguinte modo:

- Seleção de materiais
- Revestimentos de proteção
- Proteção catódica
- Isolamento elétrico
- Controlo ambiental
- Projeto

Estes métodos de controlo são, normalmente, usados em conjunto para que se obtenha um nível satisfatório de sinergia. Por exemplo, os revestimentos de proteção são usados para minimizar os requisitos de corrente na proteção catódica. [2]

Seleção de materiais

A seleção de materiais para controlo de corrosão é uma decisão técnica e económica complexa que envolve a consideração pelo custo de ciclo de vida, as práticas de construção e procedimentos de operação. A seleção de uma liga específica para uma aplicação particular é importante como é importante a escolha do método de fabrico apropriado. A escolha certa é essencial no controlo de corrosão a longo prazo e para o equilíbrio ótimo entre gastos de capital e gastos de operação que pode maximizar a qualidade, integridade e segurança operacional da tubagem.

Normalmente, as secções curtas de tubagem e com um tempo de vida longo favorecem o uso de ligas mais resistentes à corrosão (mais caras) mas que requerem custos de operação reduzidos. Um sistema de tubagens extensivo, geralmente, favorece o uso de materiais mais baratos com custos de operação mais altos incluindo o uso de outros métodos de controlo de corrosão como a proteção catódica, tratamentos químicos e revestimentos.

A escolha de um material resistente à corrosão para uma aplicação particular depende das condições de serviço expectáveis. Por exemplo, a suscetibilidade dos materiais metálicos a fissuração em ambientes com sulfureto de hidrogénio depende da pressão parcial do sulfureto de hidrogénio, pH *in situ*, a concentração de cloretos dissolvidos e outros halogenetos, a presença de enxofre elementar ou outros oxidantes, temperatura, efeitos galvânicos, tensões mecânicas e tempo de exposição de contacto com a fase de água líquida. A tabela 3 ilustra alguns materiais diferentes para o controlo de corrosão. [2]

Tabela 3 – materiais para controlo de corrosão [2]

Metálicos		Não metálicos
Ligas ferrosas	Ligas não ferrosas	Plásticos
Aços carbono e ligados	Ligas de níquel	Compósitos termoendurecíveis
Aços inoxidáveis	Ligas de cobre	Termoplásticos
Ferro fundido	Alumínio e ligas de alumínio	Elastómeros
Ligas ferro-níquel-crómio	Titânio e ligas de titânio	

Revestimentos de proteção

Os meios mais práticos e diretos para controlar a corrosão em tubagens é o uso de revestimentos de proteção. Acredita-se que os revestimentos são a primeira linha de defesa no controlo de corrosão. Os revestimentos são divididos nas seguintes categorias:

- revestimentos de sacrifício;
- revestimentos de inibição;
- revestimentos condutores;
- revestimentos de barreira (dielétrica).

Revestimentos de sacrifício

Os revestimentos de sacrifício são normalmente primários cujo pigmento é rico em zinco ou metal puro com excelentes características de galvanização, metalização e de eletrodeposição. Em contacto com o substrato de aço carbono, os pigmentos atuam como ânodos sacrificiais que fornecem proteção catódica para o substrato e produzem produtos alcalinos de corrosão que passivam o substrato de aço. O pigmento também vai preencher lacunas, normalmente, presentes no topo de revestimento prevenindo assim o contacto de água ou oxigénio com a superfície de substrato. A performance destes tipos de revestimentos é dependente da preparação da superfície de substrato, da taxa de degradação de pigmento, da espessura do filme bem como o ambiente prevalente.

Revestimentos de inibição

O comportamento funcional dos revestimentos de inibição é similar ao dos revestimentos de sacrifício exceto no facto dos pigmentos ativos (cromato de zinco e chumbo vermelho) serem solúveis no solvente portador. Na prática, o solvente evapora e o pigmento reveste e passiva o substrato de aço. Por razões de proteção ambiental, os pigmentos solúveis são substâncias reguladas cuja concentração na atmosfera é geralmente limitada por lei. Como tal, este tipo de revestimentos não é muito aplicado.

Revestimentos condutores

Polímeros inerentemente condutores (ICP) estão a emergir como revestimentos de passivação de ferro, aço, alumínio, cobre ou zinco. Estes polímeros, chamados de metais orgânicos, incluem *polyaniline*, *polypyrrole* e *polythiophene*. O *polyaniline*

tem sido o polímero de eleição para os revestimentos disponíveis. Diz-se que os dois mecanismos de passivação para sistemas de revestimento de polímeros condutores são complementares. Devido ao seu potencial normal estar perto do da prata, estes revestimentos podem aumentar o potencial de corrosão até 800 mV o que torna mais difícil o início da corrosão. Como adição, os revestimentos catalisam a formação de camadas superficiais de óxidos de metal passivante tais como o Fe_2O_3 , Al_2O_3 e CuO (dependendo, obviamente, do metal a ser revestido). A camada de óxido, como o mecanismo de auto-formação de óxido protetor do alumínio, é passiva ao meio corrosivo e constitui uma barreira físico-química que é resistente ao ataque corrosivo. Estes dois mecanismos quando combinados podem reduzir a taxa de corrosão por um fator de diversos milhares.

Uma das vantagens deste tipo de revestimentos é a habilidade de tolerar buracos e riscos no aço carbono. A condutividade de revestimentos ICP permite a passivação de qualquer metal exposto.

Revestimentos de barreira (dielétrica)

O revestimento mais usado para tubagens de energia é o revestimento de barreira dielétrica que fornece uma barreira entre componentes de aço carbono e ambiente corrosivo. Os revestimentos geralmente impedem a difusão de oxigénio e água para a superfície da tubagem e restringe o contacto entre eletrólitos. As características seguintes são desejáveis para os revestimentos de barreira:

- facilidade de aplicação;
- facilidade de reparação;
- resistência ao descolamento (*disbonding*);
- boa adesão à superfície de substrato;
- habilidade de fornecer isolamento elétrico;
- habilidade de fornecer barreira à humidade;
- habilidade de resistir a formação de falhas ao longo do tempo;
- habilidade em aguentar manuseamento normal, armazenamento e instalação;
- habilidade para manter a resistividade elétrica constante com o tempo;
- interação não tóxica com o ambiente.

A tabela 4 apresenta os revestimentos dielétricos, a cronologia de aplicação e algumas vantagens e desvantagens. [2]

Tabela 4 – revestimentos e respectiva cronologia com exemplos de vantagens e desvantagens [2]

Tipo de revestimento	Cronologia	Vantagens	Desvantagens
Asfalto e alcatrão	1910 - presente	Fácil de aplicar Preparação mínima de superfície Dados históricos em certos ambientes onde não existe falha Permeável a proteção catódica no caso de falha	Sujeito a oxidação e fissuração Stress de solo tem sido um problema Limitações a baixas temperaturas de aplicação Preocupações ambientais e de exposição Associado com falhas por corrosão e corrosão sob tensão (SCC)
Fita isolante (2 camadas)	1950 - presente	Aplicação simples	Baixa resistência a tensão de corte Várias falhas documentadas relacionadas com corrosão e SCC Barreira da proteção catódica Adesivos sujeitos a biodegradação
Polietileno extrudido (2 camadas)	1960 - presente	Bom manuseamento Bom histórico	Alcance limitado de temperatura Baixa resistência a tensões de corte Tamanhos limitados de tubagem (< 610 mm diâmetro exterior)
Epóxi ligado por fusão	1975 - presente	Excelente adesão e resistência à corrosão Não acontece o fenómeno de barreira elétrica da proteção catódica	Baixa resistência ao impacto Alta absorção de humidade e permeação
Polietileno de 3 camadas	1986 - presente	Excelente combinação de propriedades	Indicado para tubagens de soldadura ERW
Revestimentos de compósito ou multicamadas	1990 - presente	Excelente combinação de propriedades; conforma bem nas secções de cordão exterior da soldadura	Alta espessura Apenas pode ser aplicado a tubagens de grande diâmetro e não pode ser projetado para tubagens de baixo diâmetro (< 406 mm diâmetro exterior)

Proteção catódica

A proteção catódica (PC) é fundamental na mitigação da corrosão e preservação da integridade da tubagem através do controlo de corrosão. A proteção catódica controla a corrosão, primeiro, por eliminar as diferenças de potencial entre o ânodo e o cátodo na estrutura do metal a ser corroído e, segundo, por criar uma diferença negativa de potencial entre o ânodo de PC e a estrutura do metal a ser corroído e,

como resultado, tornar as estruturas a serem corroídas em cátodos de uma nova célula eletroquímica. A tubagem a ser protegida deve estar exposta a um eletrólito como o solo húmido ou água do mar. No essencial, a PC é a técnica que controla a corrosão da superfície de um metal ao tornar essa própria superfície no cátodo. Existem dois tipos de sistemas de proteção catódica: o sistema de ânodo sacrificial e o sistema de proteção catódica de corrente impressa (ICCP). Se a PC não for adequadamente aplicada, existem efeitos adversos no revestimento e, ultimamente, na tubagem a ser protegida.

No primeiro caso, a corrente deriva do par galvânico entre os ânodos sacrificiais e a estrutura a ser protegida. No segundo caso, a corrente é fornecida (impressa) por uma fonte de energia de corrente direta via ânodos relativamente inertes. A ICCP simplesmente introduz correntes DC protetoras na estrutura a ser protegida. No geral, algumas das condições que são necessárias para cada tipo de proteção catódica estão presentes na tabela 5.

Tabela 5 – Comparação entre a proteção catódica de ânodo sacrificial e ICCP [2,6]

Ânodos sacrificiais	ICCP
Requisitos de corrente são baixos	Requisitos de corrente são altos
A resistividade do solo é baixa (<10,000 ohm-cm)	A resistividade do solo é alta (>10,000 ohm-cm)
Energia elétrica não está disponível	Energia elétrica está disponível
Proteção de tempo de vida relativamente limitado	Vida de proteção longa é requerida
Nº de ânodos dependente do tamanho da estrutura	Nº de ânodos é sempre menor comparativamente ao sistema de ânodo sacrificial

Proteção catódica de ânodo sacrificial

Existem 4 componentes básicos neste sistema de proteção catódica: o ânodo, o enchimento do ânodo, meio de ligação entre ânodo e estrutura e a estrutura (fig. 27). O princípio básico da proteção catódica de ânodo sacrificial consiste na formação de um par galvânico quando um metal mais ativo é ligado a um metal menos ativo. Esta célula de corrosão galvânica vai permitir a proteção do metal menos ativo. A fig. 28 representa um esquema geral de uma célula de corrosão galvânica. Os metais comuns para proteger ligas de ferro, cobre e chumbo são as ligas de magnésio, zinco e alumínio. São usadas ligas destes materiais pois se o metal usado para ânodo sacrificial fosse puro iria autocorroer-se no ambiente e não permaneceria ativo.

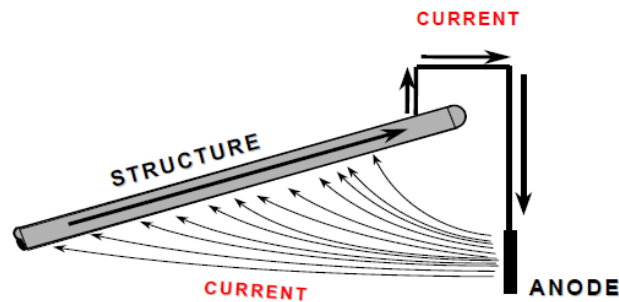


Figura 27 – esquema ilustrativo de um sistema de PC de ânodo sacrificial [2]

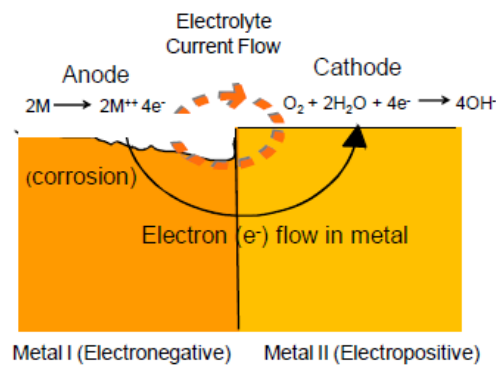


Figura 28 – esquema ilustrativo de uma célula de corrosão galvânica [2]

O projeto e instalação destes sistemas depende da aplicação e do tempo de vida em serviço que é expectável. Um exemplo disto é a forma geométrica diferente se se tratar de aplicações em tanques e reservatórios onde se usam os ânodos com a forma de blocos ou placas enquanto nas aplicações subterrâneas usam-se ânodos de forma cilíndrica de magnésio ou zinco.

Proteção catódica de corrente impressa

Os componentes deste tipo de sistema são o ânodo, reaterro do ânodo (“enchimento”), fonte de energia (retificadores), estrutura, cabos e ligações (fig. 29). Os ânodos usados no ICCP são diferentes dos usados na proteção catódica de ânodo sacrificial pois são constituídos por materiais consumidos a taxas baixas. Estes sistemas operam a correntes mais altas comparativamente aos sistemas de ânodo sacrificial.

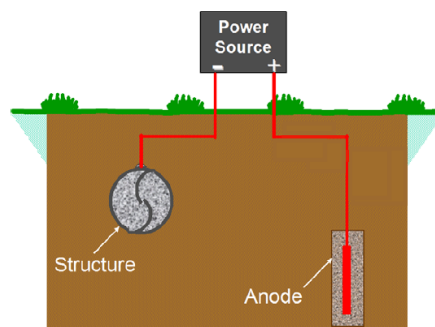


Figura 29 – esquema ilustrativo de ICCP [2]

Este tipo de sistemas raramente é usado para proteger o interior das tubagens. As suas aplicações típicas são:

- estruturas não revestidas ou pobremente revestidas
- tanques subterrâneos
- existência de correntes de interferência
- etc.

Proteção catódica de ânodo sacrificial vs ICCP

A principal diferença entre estes dois sistemas prende-se com a voltagem que é possível alcançar e, como tal, corrente de saída. Um sistema de ânodo sacrificial tem a voltagem limitada pela força eletromotriz da célula galvânica constituída pelo ânodo e a estrutura enquanto o sistema de corrente impressa está livre desta restrição. Na proteção de estruturas grandes como as tubagens, se for usado o sistema de ânodo sacrificial é necessário haver um enorme número de ânodos distribuídos pela tubagem; o sistema de corrente impressa não necessita de um número tão grande de ânodos. A tabela 6 tem exemplos dos parâmetros que é necessário considerar quando se pensa em usar um sistema de proteção catódica. [2,6]

Tabela 6 – parâmetros a considerar com o uso de sistema de ânodos sacrificiais ou ICCP [6]

Eficácia do revestimento	Quanto mais eficaz for o revestimento de proteção, menor será a necessidade de corrente da PC. O uso de ânodos sacrificiais tendem a ser usados em superfícies de área pequena com alta densidade de corrente
Tamanho da estrutura	É mais económico proteger uma grande estrutura por corrente impressa. No caso de ânodo sacrificial, seriam necessários vários sistemas.
Resistividade do solo	Os ânodos sacrificiais têm uma voltagem baixa fixa o que no caso de solos de alta resistividade não produz corrente suficiente

Interferências	Um sistema grande de corrente impressa pode causar gradientes de voltagem no solo suficientemente altos para afetar estruturas na vizinhança enquanto o ânodo sacrificial diminui este tipo de problemas
Disponibilidade de locais para ânodos	No ambiente urbano, onde existe muito betão e cimento pode ser difícil instalar diversos ânodos sacrificiais. No caso de corrente impressa, só necessita de um espaço amplo onde possa proteger a maior parte da tubagem. O caso contrário também é possível, se não existir nenhum espaço vazio e amplo, é recomendável usar o sistema de ânodo sacrificial
Correntes de interferência	Sistemas de corrente impressa não estão sujeitos a este tipo de problemas enquanto os ânodos sacrificiais podem ter problemas com o ponto de descarga ser distante
Controlo	O sistema de corrente impressa tem a vantagem de ser mais flexível e controlável pois como toda a corrente está a ser direcionada para um local é mais fácil rastrear os problemas de defeitos de revestimento e curto-circuitos. No entanto, o sistema de ânodo sacrificial necessita de menos monitorização e é auto-controlador.

Isolamento elétrico

Outro meio prático para o controlo de corrosão é assegurar o isolamento elétrico das estruturas que são suscetíveis à corrosão galvânica ou corrosão por correntes de interferência.

Metais diferentes

O projeto de um sistema de tubagem deve evitar o uso de metais diferentes em contato direto ou por eletrólito comum. Nos casos em que metais diferentes são usados, é necessário aplicar os métodos de isolação elétrica para quebrar a continuidade metálica e prever ou reduzir significativamente a corrosão galvânica resultante.

Os casos seguintes são exemplos do uso de metais diferentes:

- mistura de aço carbono com aço inoxidável nas tubagens, suportes e acessórios;
- contacto de condutores metálicos e não-metálicos como a grafite por exemplo;
- tubagem de aço inoxidável ligada a um reservatório revestido;
- acessórios internos de aço inoxidável num reservatório revestido internamente.

No caso de ser impossível evitar o uso de metais diferentes, deve-se escolher metais próximos na série galvânica.

Correntes de interferência

A corrente de interferência não é a corrente de corrosão galvânica entre os ânodos e cátodos da mesma estrutura. A corrente que passa por outras linhas do campo elétrico diferentes daquelas que estavam previstas é classificada como corrente de interferência e pode ser estática ou dinâmica. Alguns exemplos de origem de corrente de interferência são operações mineiras, sistemas de trânsito (metro, comboio), proteção catódica de estruturas na vizinhança, e costumam ser corrente contínua. A corrente alternada de interferência não é considerada como perniciosa na corrosão por corrente de interferência (exceto no alumínio) mas continua a ser perigosa.

Se as correntes de interferência não forem controladas podem levar à destruição da estrutura ou à falha catastrófica desta. A densidade da corrente de interferência pode potenciar a corrosão do aço de estruturas que, normalmente, não teriam qualquer problema no ambiente em que estão inseridos. [2]

Controlo ambiental

Os ambientes em sistemas de exploração e produção são, normalmente, modificados por controlo de corrosão. As variáveis de controlo ambiental incluem a pressão, temperatura, dinâmica de fluxo, etc. O controlo de pressão e temperatura afeta o estado de nível de stress da tubagem e a temperatura tem, igualmente, um efeito importante na taxa de reação de corrosão. Regra geral, as velocidades de reações químicas, incluindo a de corrosão, duplicam com o aumento de 10 °C. Por outro lado, a solubilidade de gases ácidos dissolvidos como o dióxido de carbono e sulfureto de hidrogénio diminui com o aumento da temperatura o que reduz as preocupações de corrosão. Os processos de desidratação e desarejamento têm como propósito de alterar o ambiente o que afeta o controlo de corrosão. Outro método de alterar o ambiente é por tratamentos químicos com a injeção de, por exemplo, biocidas ou inibidores de corrosão.

Os biocidas são obrigatórios quando existem indicações de MIC e podem ser classificados, no geral, em oxidantes e não oxidantes. Os oxidantes são mais usados noutras aplicações sem estarem relacionadas com petróleo ou subprodutos. Os não-oxidantes são mais específicos e menos corrosivos que os biocidas oxidantes.

Os inibidores de corrosão são excelentes na alteração de ambientes de suporte de corrosão. A maior distinção entre inibidores de corrosão prende-se com a sua solubilidade pois podem ser solúveis só em óleo ou solúveis em óleo e dispersível em água. [2]

Projeto

O projeto é um meio fundamental para evitar ou controlar a corrosão. Exemplos onde o projeto é utilizado eficazmente inclui o projeto do processo, projeto de revestimento, projeto de inspeção, etc.

No projeto da tubagem, por exemplo, a presença de fendas e juntas não apropriadas deve ser evitada pois levam à corrosão. [2]

Normas NACE

As normas NACE em estudo (DG-ICDA, ECDA e SSCDA) têm todas o mesmo esquema geral de quatro passos (esquematizado na figura 30) cujos fluxogramas poderão ser consultados no anexo B da presente dissertação.

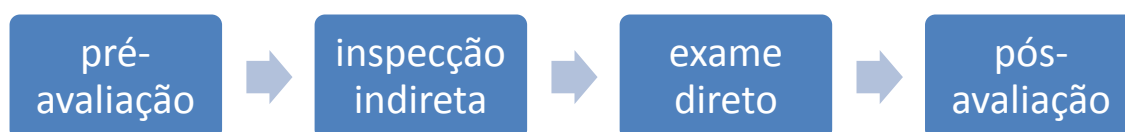


Figura 30 – esquema ilustrativo da metodologia de Avaliação Direta (DA – Direct Assessment)

DG-ICDA - Dry Gas Internal Corrosion Assessment

A Avaliação Direta de Corrosão Interna (ICDA) é um processo estruturado que usa dados e informações de pesquisas indiretas às tubagens, exames diretos como também outras informações históricas relevantes (projeto, construção e dados de operação) de modo a avaliar a integridade de tubagens subterrâneas. A sua aplicação é bastante direta e pode ser desenvolvida pela secção de engenharia da própria operadora. [17]

A tabela 7 tenta resumir quais os pontos fortes e limitações desta metodologia.

Tabela 7 – Pontos fortes e limitações da metodologia de DG-ICDA [6]

Pontos fortes	Adequado para tubagens longas com nº limitado de inputs
	Pode ser incorporado nos programas de gestão de corrosão interna
Limitações	Informação histórica é crucial
	Não avalia de modo fidedigno deposição de sólidos
	Não aplicável a sistemas com MIC

Pré-avaliação

Os objetivos deste passo da metodologia consiste em determinar a exequibilidade da DG-ICDA à tubagem em estudo e identificar as regiões DG-ICDA. Alguns dos dados essenciais para completar com sucesso a metodologia incluem o histórico de operação, comprimento definido, perfil de elevação, taxa de fluxo, características com inclinação, etc. (*vide* tabela C-1 do anexo C)

Estes dados são, tipicamente, os mesmos de outros programas de avaliação de risco/ameaça. Este passo de pré-avaliação pode ser realizado em conjunto com a pré-avaliação de ECDA. Quando os dados de uma determinada categoria não estão disponíveis, deve fazer-se suposições conservadoras baseadas na experiência do operador e informação de sistemas similares. No evento do operador determinar que não há dados suficientes para certas regiões, não é possível aplicar o DG-ICDA e essa região ficará em espera para fazer a Avaliação Direta; se mais tarde existirem dados então procede-se à aplicação de DG-ICDA. [17]

DG-ICDA Avaliação de Exequibilidade

Na avaliação da exequibilidade da DG-ICDA certos aspectos da tubagem e respectiva operação têm de ser tidos em conta como por exemplo não haver líquidos incluindo glicóis no interior da tubagem, uso de inibidores de corrosão, etc. (*vide* tabela C-2 do anexo C)

Identificação de Regiões DG-ICDA

O operador da tubagem deve definir regiões DG-ICDA com base nos dados recolhidos na pré-avaliação pois uma região DG-ICDA deve ser um segmento da tubagem com um comprimento definido. O comprimento definido pode ser qualquer comprimento até haver a possibilidade de entrada de água através de um novo *input*. Ao definir as regiões DG-ICDA, o operador deve considerar mudanças de processo como a

temperatura ou pressão. Tais mudanças ao longo do comprimento da secção fazem com que existam regiões diferentes e que o ângulo crítico de inclinação em qualquer ponto seja baseado na pressão e temperatura local. As diferenças de *input* devem incluir nova direção do fluxo de gás. No caso de histórico de fluxo bidirecional, regiões de DG-ICDA devem ser identificadas para cada direção de fluxo e cada direção de fluxo deve ser tratado separadamente. [17]

Inspeção indireta

Este passo da metodologia de DG-ICDA consiste em localizar pontos da tubagem onde possa haver acumulação de líquidos e, como consequência, a promoção da corrosão nesses locais. Segundo a norma NACE SP0206-2006 é necessário, primeiramente, calcular o ângulo crítico de inclinação com o auxílio de equações que serão descritas em baixo. Em seguida, traçar perfis de elevação e inclinação e, finalmente, o cruzamento entre resultados. A norma NACE SP0206-2006 DG-ICDA apresenta um exemplo da aplicação desta metodologia.

As equações seguintes estão descritas na norma NACE SP0206-2006 DG-ICDA. A primeira equação a ser usada é o cálculo da densidade do gás.

$$\text{densidade gás } (\rho_g) = \frac{P_{\min} \times PM}{Z \times R \times T}$$

ρ_g – densidade do gás (g/cm³)

P_{\min} - pressão mínima (MPa)

PM – peso molecular (g/g.mol)

Z – fator de compressibilidade (adimensional)

R – constante universal dos gases (MPa.m³/g.mol/K)

T – temperatura (Kelvin)

Em seguida é necessário converter as taxas de fluxo (“caudais”) nas condições normais (STP - *Standard Temperature and Pressure*) para as condições de operação (OP). Esta conversão passa pelo uso da lei de gases ideais:

$$\frac{P \times V}{Z \times n \times R \times T} = \frac{P_{STP} \times V_{STP}}{n \times R \times T_{STP}}$$

que se converte na seguinte equação:

$$TF_{OP} = \frac{TF_{STP} \times T \times Z \times P_{STP}}{P \times T_{STP}}$$

TF_{OP} – taxa de fluxo condições de operação (m^3/h)

TF_{STP} – taxa de fluxo condições normais (m^3/h)

T – temperatura (K)

Z – fator de compressibilidade (adimensional)

P_{STP} – pressão condições normais (MPa)

P – pressão (MPa)

T_{STP} – temperatura condições normais (K)

Como resultado da equação anterior temos a TF_{OP} que será usada no cálculo da velocidade superficial do gás (Vg) como está demonstrado pela seguinte equação:

$$Vg = \frac{TF_{OP} \times \frac{1h}{3600s}}{\dot{A}rea}$$

$$\dot{A}rea = \pi \times \frac{Di^2}{4}$$

Vg – velocidade superficial do gás (m/s)

Di – diâmetro interior da tubagem (m)

Finalmente, com os resultados de todas as equações anteriores, é possível calcular o ângulo crítico de inclinação.

$$\theta = \arcsin\left(0,675 \frac{\rho g}{\rho l - \rho g} \times \frac{Vg^2}{g \times Di}\right)^{1,091}$$

θ – ângulo crítico de inclinação ($^\circ$)

ρl – densidade de líquido (g/cm^3)

ρg – densidade de gás (g/cm^3)

g – aceleração da gravidade (m/s^2)

Di – diâmetro interior da tubagem (m)

A figura 31 é um exemplo de um perfil de inclinação e elevação.

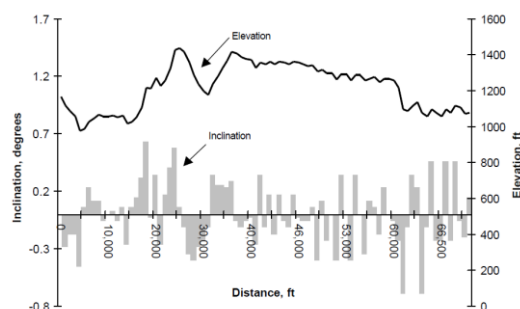


Figura 31 – Exemplo de perfil de elevação e inclinação [18]

Exame direto

Este passo da metodologia de DG-ICDA tem como objetivo determinar se existe corrosão interna nos pontos identificados pelo passo anterior e, com os resultados destes exames locais, avaliar a condição do resto da tubagem em estudo.

No caso onde existam ângulos superiores ao ângulo crítico de inclinação, é necessário verificar o primeiro ponto crítico desde o início da região. No caso de não haver corrosão no primeiro ponto, é necessário que os dois pontos críticos seguintes também estejam livres de corrosão para servir como validação da avaliação. No caso de não haver ângulos superiores ao ângulo crítico de inclinação, o local a montante do ponto de maior ângulo é examinado e, no caso de não existir corrosão, só é necessário verificar mais um local para validação. O exame direto baseia-se na perda de material no local do ponto crítico. [17]

Pós-avaliação

O objetivo deste passo da metodologia está relacionado com a eficácia da metodologia e na determinação dos intervalos necessários para a reavaliação. A eficácia é determinada pela correlação entre a presença de corrosão e as localizações previstas pela DG-ICDA. [6,17]

ECDA - External Corrosion Direct Assessment

A ECDA é um processo de melhoria contínua e, quando aplicada diversas vezes, deve levar à identificação de locais onde a corrosão ocorreu, está a ocorrer ou poderá vir a ocorrer. Esta metodologia foi desenvolvida como um processo para melhorar a segurança da tubagem e a norma em uso (NACE SP0502-2008) é específica para avaliar tubagens subterrâneas de materiais ferrosos. [6,19]

A tabela 8 resume os pontos fortes e limitações da ECDA.

Tabela 8 – Pontos fortes e limitações da ECDA [6]

Pontos fortes	Não requer interrupção de operação
	Método de avaliação alternativo para tubagens não pigáveis
	Identifica a causa direta para perda de metal externo devido a corrosão
Limitações	Pode ser usado como método complementar de avaliação para melhorar resultados de ILI e testes hidrostáticos
	Eficácia e exequibilidade é baseado na quantidade e qualidade dos dados
	Pode não ser aplicável a tubagens suscetíveis a barreiras elétricas
	Pode não ser económico quando envolve operações de escavação ou perfuração
	Escavação para exame direto pode não ser prático ou exequível devido a riscos associados

A pré-avaliação recolhe dados históricos e atuais para determinar a exequibilidade da ECDA, estabelecer regiões ECDA e escolher as ferramentas de inspeção indireta. Os tipos de dados a serem recolhidos podem ser encontrados nos registos de construção, históricos de operação e manutenção, histórico de corrosão e resultados de inspeções prévias (*vide* tabela D-1 do anexo D).

A inspeção indireta cobre as inspeções para identificar e definir a severidade das falhas de revestimento, anomalias e áreas onde a corrosão pode ter ocorrido ou está a ocorrer. São necessárias sempre duas ferramentas de inspeção indireta para estudar o segmento da tubagem em estudo de modo fidedigno devido ao facto das condições no terreno variarem.

O exame direto inclui a análise dos dados da inspeção indireta de maneira a ser possível selecionar os locais para escavação e avaliação da superfície da tubagem. Os dados resultantes do exame direto são cruzados com os dados anteriores para identificar e avaliar o impacto da corrosão externa na tubagem. A avaliação da performance do revestimento externo, reparações de defeitos e mitigação de falhas de revestimento também estão incluídas neste passo.

A pós-avaliação vai analisar os dados dos três passos anteriores para avaliar a eficácia do processo de ECDA e determinar intervalos de reavaliação. [6]

Pré-avaliação

A tabela D-2 do anexo D estabelece os dados relevantes para o passo de pré-avaliação da ECDA.

ECDA avaliação de exequibilidade

As seguintes condições podem fazer com que seja difícil aplicar o ECDA:

- locais cujo revestimento causa barreiras elétricas;
- enchimento com conteúdo significativo de rochas;
- certos tipos de superfície como pavimentos, terreno gelado e cimento reforçado;
- situações onde leve à inabilidade para recolher as medições acima de solo num período de tempo razoável;
- localizações adjacentes com estruturas metálicas enterradas;
- áreas inacessíveis. [19]

Seleção de ferramentas de inspeção indireta

A norma requer que o operador escolha, pelo menos, duas ferramentas de inspeção indireta de modo a obter resultados confiáveis. A tabela 5, presente no anexo D, funciona como um guia para a escolha das ferramentas. [19]

O segmento de tubagem não necessita de ser toda inspecionada com os mesmos dois métodos selecionados. Pode haver secções da tubagem onde se usa o CIPS (*Close Interval Potential Survey*) e DCVG (*Direct Current Voltage Gradient*) onde a seguir se usa ferramentas eletromagnéticas como demonstra a figura 32. A figura 33 representa a definição de regiões ECDA. [19]

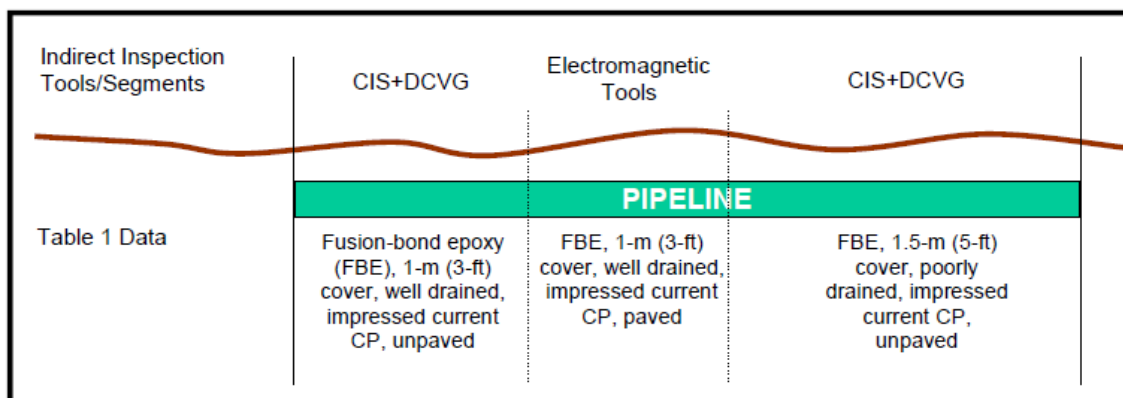


Figura 32 – Escolha de diferentes ferramentas de inspeção indireta para segmentos diferentes da mesma tubagem [19]

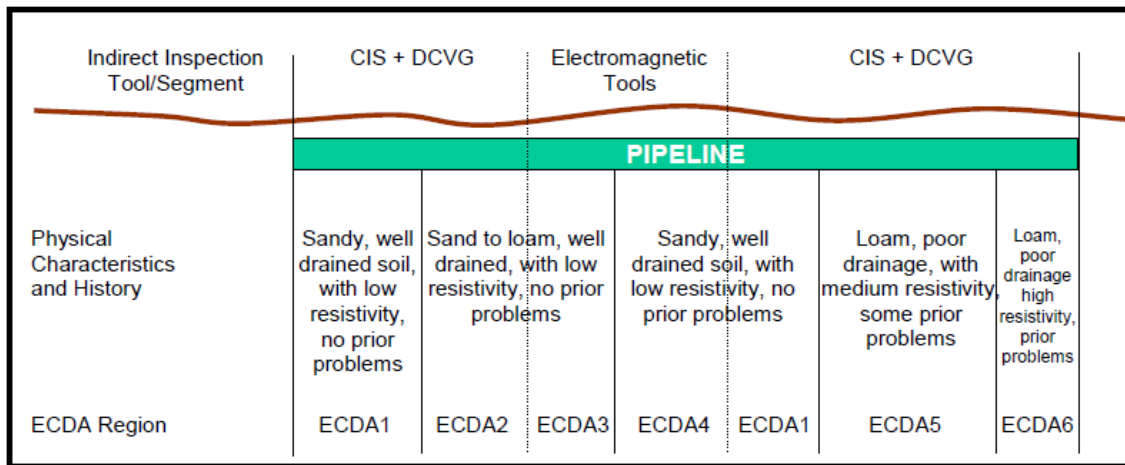


Figura 33 – Definição das regiões ECDA e respectivas ferramentas de inspeção indireta [19]

Inspeção indireta

Este passo engloba as inspeções propriamente ditas que ajudam a identificar e a definir as condições do revestimento, outras anomalias e áreas onde a corrosão pode estar a ocorrer. Como já foi dito, a norma recomenda o uso de pelo menos duas ferramentas mas não se pode descartar o uso do máximo número possível de ferramentas se for prático pois vai melhorar a confiabilidade dos dados sob variadas condições. Após a inspeção, os dados são identificados e alinhados para comparação. O critério para estabelecer a classificação é determinado e a severidade de cada indicador é classificado como severo, moderado ou menor. [6]

Exame direto

Este passo da metodologia determina quais são as indicações das inspeções indiretas que são mais severas e são recolhidos dados para avaliar a corrosão. Este passo requer escavações de modo a expor a superfície da tubagem para que as medições sejam feitas.

É necessário, pelo menos, um exame direto por região ECDA (no caso de ser a primeira vez que se aplica a metodologia então são necessárias dois exames diretos) independentemente dos resultados das inspeções indiretas ou pré-avaliação. É possível que surjam anomalias não associadas à corrosão durante o exame direto e essas anomalias terão de ser avaliadas de acordo com as respetivas normas. O operador da tubagem deve avaliar e calcular a integridade dos locais onde a corrosão foi encontrada. [6]

Pós-avaliação

É necessário fazer a análise dos dados recolhidos dos três passos anteriores para avaliar a eficácia da ECDA, identificar as causas para a perda de metal externo e determinar intervalos de reavaliação. [6]

SCCDA - Stress Corrosion Cracking Direct Assessment

A SCCDA (*Stress Corrosion Cracking Direct Assessment*) é um processo estruturado que tem como objetivo a avaliação da extensão de corrosão sob tensão em tubagens subterrâneas e, assim, contribuir para os esforços da empresa operadora na melhoria da segurança ao minimizar a ameaça da corrosão sob tensão. A metodologia SCCDA segue a norma NACE SP0204-2008 com o título “*Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology*”.

Como um dos pontos fortes desta metodologia, o passo de pré-avaliação pode ser usado para eliminar a corrosão sob tensão como uma ameaça significativa à integridade da tubagem, o que vai permitir aos operadores focar os esforços em segmentos do sistema de tubagens onde a corrosão sob tensão é mais provável ocorrer. Pode servir, igualmente, como um método complementar a ILI e testes hidrostáticos.

Naquilo que concerne a limitações, a SCCDA não consegue identificar o local ou locais onde exista corrosão sob tensão mais severa, isto é, com este método não é possível avaliar a severidade da corrosão sob tensão. Como tal, esta ferramenta deve ser usada na avaliação de ameaças e não como uma ferramenta de verificação de integridade pois não consegue substituir o ILI ou testes hidrostáticos.

O passo de pré-avaliação envolve a recolha de dados e informações sobre a tubagem em estudo que vão servir para avaliar a suscetibilidade da tubagem à corrosão sob tensão, priorizar secções da tubagem para exame e escolher locais de escavação.

No passo de inspeção indireta, são feitas medições para complementar a informação do passo anterior e pode incluir, entre outros, informações do CIPS, dados de falhas de revestimento ou informação geológica.

No exame direto, a tubagem é examinada de modo a avaliar a presença, extensão, tipo e severidade da corrosão sob tensão (SCC). Existem outras informações

relevantes como, por exemplo, condições do revestimento, informação sobre o solo ou composição do eletrólito.

No passo final, o de pós-avaliação, as ações corretivas são identificadas e prioritizadas. São, igualmente, definidos intervalos de reavaliação e a eficácia da SCCDA é avaliada. [6]

Pré-avaliação

Critérios de suscetibilidade

Os seguintes pontos são critérios para avaliar a suscetibilidade da tubagem à corrosão sob tensão:

- tensão operacional excede 60% da tensão de cedência mínima especificada (SMYS - *Specified Minimum Yield Strength*);
- A temperatura de operação excedeu os 38 °C (não aplicável a corrosão sob tensão de pH quase neutro);
- o segmento está a menos ou até 32 km a jusante de uma estação de compressão;
- a idade da tubagem é igual ou maior a 10 anos;
- o tipo de revestimento da tubagem é outro além de epóxi ligado por fusão. [20]

A tabela E-1 do anexo E é um resumo de diferentes fatores e a sua relevância para a corrosão sob tensão.

Com base nessa tabela, é necessário selecionar locais de escavação. Estes locais de escavação terão de ser selecionados de modo a maximizar a probabilidade de encontrar SCC mas é um processo muito difícil pois não existem métodos bem estabelecidos, baseados nos factores relevantes, que sejam confiáveis. Se existir histórico de presença de SCC em certos locais, esses tornam-se prioritários. No caso de não haver dados suficientes, pode-se proceder à escolha de locais que tenham anomalias ou falhas no revestimento.

Inspeção indireta

São usados dados resultantes de CIPS (*Closed Interval Potentials Survey*), de estudos de falhas de revestimento e outros tipos de caracterização da tubagem (resultantes da aplicação de outras norma NACE por exemplo) de modo a complementar os dados recolhidos anteriormente para que seja possível priorizar locais de exame direto.

Exame direto

A tabela E-2 do anexo E representa os dados, método de recolha, uso e interpretação dos dados e o ranking respetivo no exame direto.

Pós-avaliação

Neste passo, como foi dito anteriormente, são identificadas e postas em práticas ações de mitigação da SCC. Alguns exemplos passam pelo reparo ou remoção do segmento de tubagem afetado, realizar testes hidrostáticos se possível, fazer uma avaliação de risco crítico da tubagem e, finalmente, a identificação de outros processos de mitigação. É também necessário estabelecer períodos de reavaliação e estudar a eficácia da metodologia.

Caso de estudo

EDP Gás Distribuição

Caracterização

Segundo o relatório interno “*Black Powder - identificação do problema e propostas de ações corretivas e preventivas*” da EDP Gás Distribuição, a Área Metropolitana do Porto (a norte do Rio Douro) representa “*o maior aglomerado de pontos de abastecimento (~120 mil) da área de concessão da EDP Gás Distribuição distribuídos pelos concelhos de Porto, Matosinhos, Maia, Valongo, Gondomar, Vila de Conde, Trofa e Santo Tirso (sendo os últimos 3 parcialmente abastecidos por este subsistema).*” A nível energético, de acordo com a mesma fonte, este subsistema “*é igualmente significativo em termos de energia veiculada que chega a pesar 25% (julho 2013) e 31% (dezembro 2012) da energia total (...), sendo esta variação explicada pelo comportamento sazonal dos consumidores domésticos*”. A fig. 34 representa o anel de rede primária (rede de média pressão em aço) do Porto. [21]

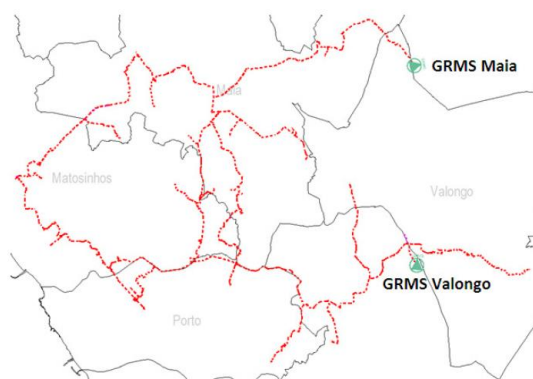


Figura 34 – anel de rede primária do Porto [21]

Este anel de rede primária, segundo o mesmo relatório, “*estende-se ao longo de 104 km construídos entre 1994 - 2011*” (fig. 35).

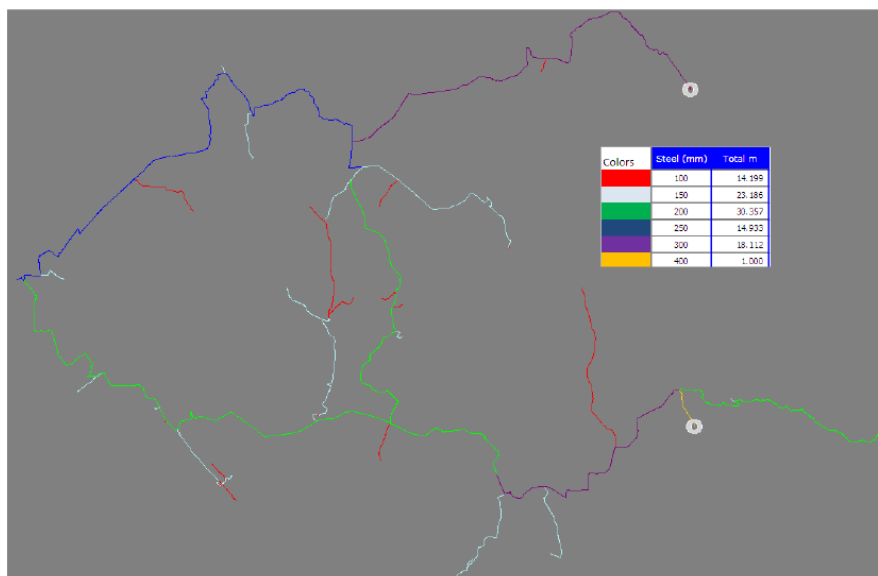


Figura 35 – Anel de rede primária do Porto e respetivas dimensões [21]

A rede primária é constituída por um segmento mais antigo (instalado em 1994/1995), não revestido internamente, que será o alvo de estudo da presente dissertação havendo troços que não serão avaliados (fig. 36).



Figura 36 – Segmento de tubagem mais antiga (a laranja) [21]

A composição do gás natural de referência, segundo a especificação da REN Gasodutos “M-0000-SPC-MI-0002-Rev6 - Gas properties”, está caracterizada pela tabela 9.

Tabela 9 – composição química média do gás natural em Portugal [22]

Componente	Média (% molar)
metano	90,05
etano	6,4485
propano	1,7445
i-butano	0,234
n-butano	0,2695
i-pentano	0,02
n-pentano	0,0105
n-hexano	0,01
azoto	0,5795
dióxido de carbono	0,633

A EDP Gás Distribuição, em fevereiro de 2015, forneceu ao CINFU duas amostras de gás natural com o intuito de analisar as concentrações de CO₂, H₂S, mercaptanos e THT. A tabela 10 ilustra os resultados obtidos. [23]

Tabela 10 – Análise de concentração de certos compostos de duas amostras de gás da EDP Gás Distribuição [3]

Amostra	Compostos analisados	Data de recolha	Concentração
Garrafa 1	CO ₂	27/02/2015	1,4%
	H ₂ S		< 1 ppm (*)
	Mercaptanos (R-SH)		< 0,5 ppm (*)
	THT		< 1 ppm (*)
Garrafa 2	CO ₂		1,5%
	H ₂ S		< 1 ppm (*)
	Mercaptanos (R-SH)		< 0,5 ppm (*)
	THT		< 1 ppm (*)

(*) – os valores assinalados com (*) referem-se a limites de quantificação

Como se pode ver pelos valores das concentrações, as amostras de gás natural não apresentam qualquer tipo de problema em relação aos valores de CO₂ e H₂S pois, segundo o trabalho de Sherik [24] e de Mueller [25] citado no relatório “Black Powder (...)”, “os limites máximos aceitáveis a nível internacional são de 3% para o CO₂ e 16ppm para o H₂S”. [21]

Em relação ao material usado nas tubagens, é usado o aço carbono API 5L - Grau B - PSL 1, em conformidade com a especificação técnica 101, especificação interna da EDP Gás Distribuição. A composição química e propriedades mecânicas deste aço estão presentes na tabela 11. [26]

Tabela 11 – composição química e propriedades mecânicas do aço carbono API 5L – Grau B – PSL 1 [24]

Elemento	Percentagens máximas (%)
Carbono (C)	0,26
Manganês (Mn)	1,20
Fósforo (P)	0,03
Enxofre (S)	0,03
Propriedades Mecânicas	
Limite de elasticidade	245 MPa
Carga de rutura	415 MPa
Alongamento mínimo	Conforme API 5L

As características dimensionais da tubagem estão apresentadas na tabela F-1 do anexo F, sendo necessário de referir que, no segmento de tubagem em estudo, só existem tubagens de diâmetro nominal de 100, 150 e 200mm. [26]

Naquilo que concerne ao revestimento externo, a rede de gás natural da EDP está toda revestida externamente de acordo com a especificação técnica ET-102, especificação interna da EDP Gás Distribuição. O revestimento será composto por três camadas: primário de resina epoxi (espessura mínima de 50 µm), uma camada de produto adesivo (com uma espessura mínima de 150 µm) e, finalmente, polietileno extrudido (com espessura de acordo com os exemplos da tabela 12). Podem existir situações onde é necessário reforçar o polietileno com um revestimento adicional de cimento que tem uma espessura de 50 mm independentemente do diâmetro da tubagem. [27]

Tabela 12 – Exemplos de espessuras de polietileno [25]

Diâmetro nominal (mm)	Diâmetro exterior (mm)	Espessura mínima do revestimento de PE (mm)
100	114,3	2,5
150	168,3	2,7
200	219,1	2,7

A aplicação de revestimentos implica, na maioria dos casos, a preparação prévia da superfície a revestir. Neste caso, é necessária uma limpeza adequada para assegurar que não existem contaminações com óleos, gorduras, tintas ou outro tipo de sujidade. Naquilo que concerne à humidade, é necessário um pré-aquecimento a uma temperatura 3 °C acima do ponto de condensação para que a humidade seja removida de modo a proceder-se ao jateamento com granalha de aço até se obter o grau SA 2 ½ e uma rugosidade entre 40 µm e 90 µm. A contaminação por sais solúveis deve ter um valor máximo aceitável de 2 µg/cm² e controlado uma vez por turno de

produção. Em relação à humidade relativa do ar, quando está a um valor inferior a 85% o tubo deve ser revestido num período de tempo compreendido entre 2 horas. No caso da humidade relativa do ar ser superior a 85%, então o tempo deve ser reduzido para 1 hora ou menos.

O material do revestimento externo, o polietileno pode ser de baixa densidade (LDPE) ou de média densidade (MDPE) e, quando requerido, também pode ser de alta densidade (HDPE). O polietileno deve conter um teor de negro de fumo compreendido entre 2,3 e 3,0% do peso e apresentar uma cor preta uniforme. [27]

Os processos de soldadura para unir os segmentos de tubagem, de acordo com a especificação técnica 504, especificação interna da EDP Gás Distribuição, são a soldadura de eléctrodo revestido e TIG. [28]

A figura 37 esquematiza a vala onde é instalada a tubagem, componentes e respetivas dimensões.

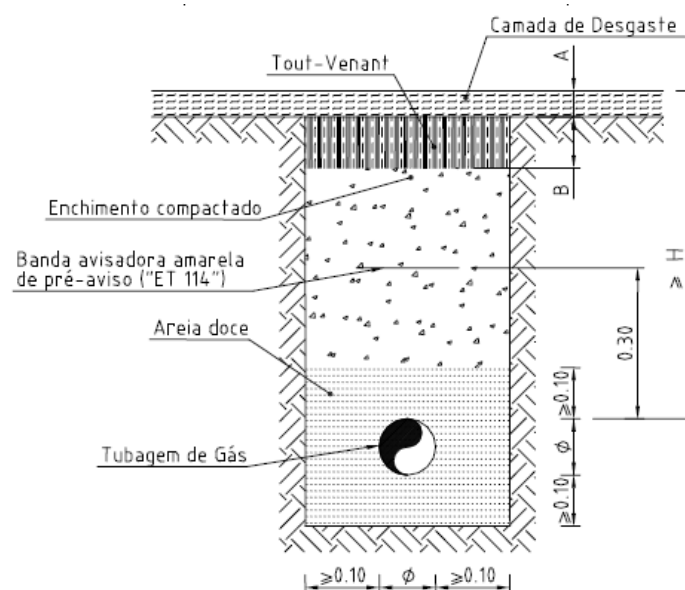


Figura 37 – Tubagem e componentes da vala [29]

Importa também referir que, devido à configuração da rede (zona analisada nesta dissertação), esta não é passível ao uso de métodos de *pigging* devido à variabilidade de diâmetro de rede e devido à existência de válvulas de passagem reduzida. O *pigging* consiste na introdução de um dispositivo na tubagem para monitorização ou limpeza entre outras aplicações.

Resultados

DG-ICDA

Pré-avaliação

DG-ICDA Avaliação de Exequibilidade

A tabela 13 apresenta uma lista de itens de avaliação de exequibilidade de DG-ICDA e respetivo comentário.

Tabela 13 – itens da avaliação de exequibilidade da metodologia de DG-ICDA

Item	Comentário	Passa	Não passa
A tubagem não deve conter, normalmente, qualquer líquido incluindo glicóis.	A tubagem em análise, não contém líquidos, nem glicóis. As medições periódicas à composição química do gás, levadas a cabo pela REN Gasodutos, indicam que o gás é seco.	x	
A tubagem não deve ter sido convertida de um serviço onde não possa ser aplicado o DG-ICDA (crude ou produtos de crude); mas no caso de ser possível demonstrar que a corrosão interna não ocorreu no serviço prévio ou que o dano anterior foi avaliado separadamente é possível aplicar a DG-ICDA.	A tubagem, de facto, foi utilizada para distribuição de propano no início da operação mas não foram detetados quaisquer problemas de corrosão quando a tubagem foi convertida para distribuição de gás natural.	x	
A tubagem não pode ter revestimento interno que forneça proteção contra corrosão. Para tubagens com revestimento protetor descontínuo, exames indiretos devem ser feitos nos locais não protegidos.	O segmento da tubagem em análise não tem revestimento interno.	x	
Se o historial indicar corrosão interna no topo de linha devido a WG (<i>wet gas</i>) (por exemplo, condensação de água), a norma não é aplicável devido ao DG-ICDA não ser apropriado para detetar corrosão na parte superior da tubagem.	Não existe historial de corrosão interna na parte superior da tubagem	x	
<i>Pigging</i> afeta as áreas onde o líquido poderia ficar retido, porque arrasta a água para outras zonas afetando diretamente a distribuição da corrosão interna o que não está previsto pelo DG-ICDA. O DG-ICDA não é apropriado para tubagens que sejam sujeitas a limpezas de rotina por <i>pigging</i> . O operador deve fornecer uma justificação técnica quando o DG-ICDA é aplicado a uma tubagem com histórico do uso de <i>pigs</i> de limpeza.	O <i>Pigging</i> não é uma prática regular da EDP Gás Distribuição, uma vez que a rede não foi pensada para esse efeito. Parte da rede analisada foi objeto de <i>Pigging</i> no início de 2015, mas esta ação foi pontual.	x	
O uso de inibidores de corrosão pode excluir o uso de DG-ICDA devido à eficácia do inibidor não ser uniforme ao longo da tubagem.	A EDP Gás Distribuição não usa inibidores de corrosão.	x	

<p>Tubagens que acumulem sólidos, lamas, biofilmes/biomassas, não devem ser avaliadas com base nesta norma, exceto se a influência desses materiais for cuidadosamente avaliada. Baseado nas informações recolhidas como parte da pré-avaliação, os operadores devem determinar se as acumulações de sólidos são suficientemente significativas para influenciar a validade dos resultados de DG-ICDA. A presença de sólidos, lamas podem afetar a validade do processo de DG-ICDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aumento da corrosão através da água retida dentro de uma matriz porosa ou sob uma camada sólida; - Aumento da corrosão por atracão da água por propriedades higroscópicas ou deliquescência; - Aumento da corrosão através da formação de uma célula de concentração; - Diminuir a corrosão devido à formação de uma camada protetora; - Mudança de taxas de corrosão devido à influência de bactérias. 	<p>Com base neste ponto, existe um troço da tubagem que não foi considerado para a Análise Direta. (figura 38)</p>		x
<p>Propriedades dos materiais - DG-ICDA assume propriedades uniformes do material ao longo da secção de uma tubagem. Considerações acerca das diferenças no tipo de soldadura, geometria e defeitos de material devem ser feitas. Considerações especiais devem ser feitas para a possível corrosão passível de ocorrer no cordão de soldadura em tubagens soldadas por ER (elétrodo revestido).</p>	<p>O segmento da tubagem em análise foi instalada no mesmo período e a EDP Gás Distribuição tem especificações técnicas que regulam o método de soldadura usado, o material usado, etc.</p>	x	

Na análise da tabela 13, com base no ponto que não passa, foi excluído desta metodologia um troço do segmento de tubagem antiga. A figura 38 demonstra a localização desse troço.

Identificação de Regiões DG-ICDA

No caso em estudo, a temperatura foi considerada a mesma em todo o segmento logo a temperatura não pode ser um fator de diferenciação de regiões DG-ICDA. O principal fator de diferenciação usado nas regiões DG-ICDA é o sentido do fluxo. Sendo o sistema abastecido por 2 pontos, temos uma rede bidirecional. Para estabelecer as regiões, assumiu-se o sentido de fluxo na época de maior consumo uma vez que é nesta configuração que existe maior caudal. O diâmetro interior da tubagem também foi tido em conta na delineação das regiões DG-ICDA do segmento em estudo. A figura 38 demonstra as diferentes regiões DG-ICDA e o troço que foi excluído do estudo devido ao facto de ter estado *offline* durante dois anos e ter acumulado, nesse tempo, lamas e água.

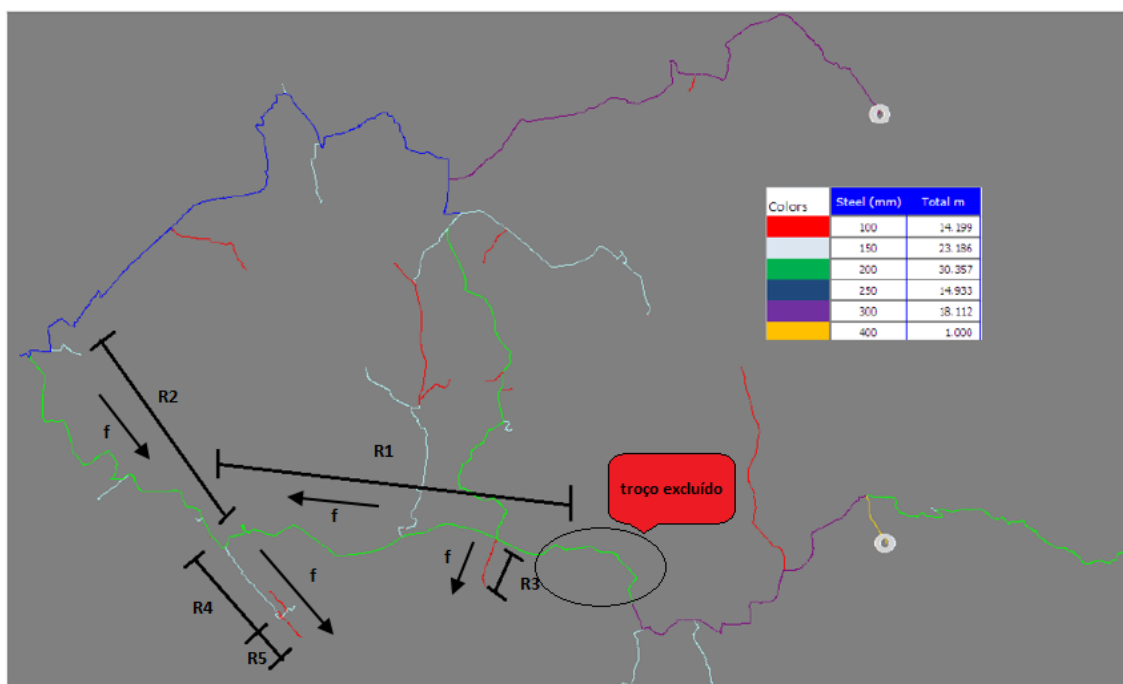


Figura 38 – identificação de regiões e a localização do troço excluído da DG-ICDA

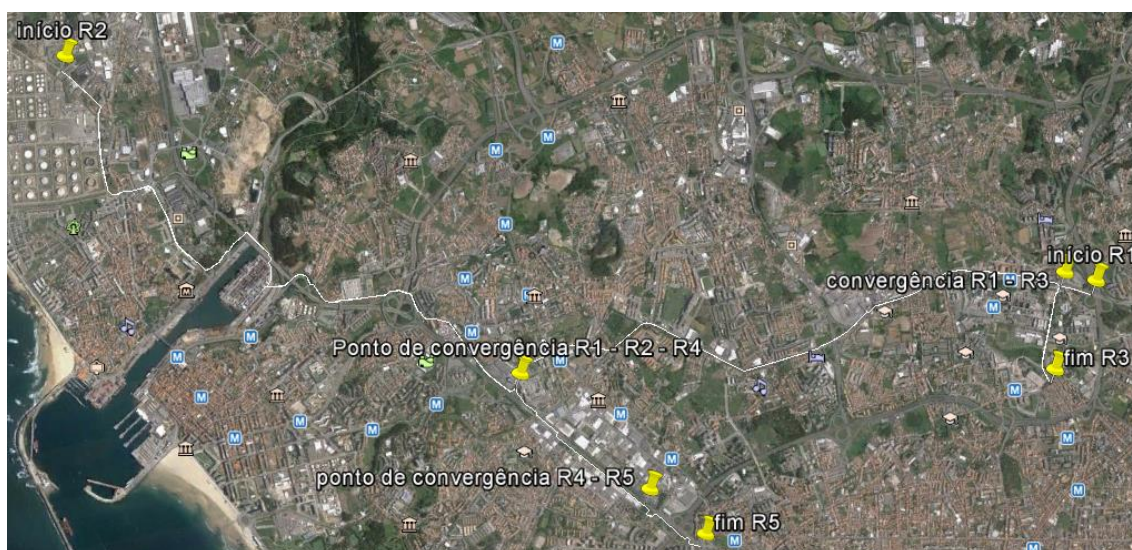


Figura 39 – localização da tubagem em estudo na cidade do Porto (Google Earth)

Método de inspeção indireta

Dados

Os dados que foram tidos em conta são específicos da hora em que se verificou o caudal máximo horário no último inverno no troço de rede que é alvo de análise (20 de janeiro de 2015 às 20h). Uma vez que a rede analisada apenas dispõe de equipamento de contagem nos pontos de entrada e saída da mesma, recorreu-se ao *software* de modelação de fluxos *Synergi Gas* para determinar as condições de fluxo nos pontos pretendidos. Pela análise dos dados, foram delineadas cinco regiões

conforme o diâmetro interior da tubagem e sentido de fluxo. A tabela 14 demonstra os dados assumidos como comuns a todas as regiões.

Tabela 14 – dados comuns a todas as regiões

Dados	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	Região 5
Peso molecular	PM = 16 g/g.mol				
Temperatura	T = 284,6 K				
Fator de compressibilidade	Z = 0,97				
Constante universal dos gases	R = 8,314 Pa.m ³ /g-mol/K				
Densidade de líquido	$\rho_l = 1 \text{ g/cm}^3$				
Aceleração da gravidade	g = 9,81 m/s ²				

Temperatura STP – 273 K

Pressão STP – 0,101325 MPa

O peso molecular considerado é o do metano enquanto o valor de fator de compressibilidade usado foi calculado através de um relatório interno da EDP Gás Distribuição. O valor da densidade do líquido (ρ_l) usado é o valor da água. A temperatura é referente ao dia 20 de janeiro de 2015 onde as condições de operação foram extremas.

A tabela 15 demonstra os diferentes dados para as diferentes regiões tal como a pressão mínima, taxa de fluxo máximo, diâmetro interior, densidade de gás e a velocidade superficial de gás.

Tabela 15 – dados específicos a cada região

Dados	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	Região 5
Taxa de fluxo máxima (m ³ /h)	13316	7844	4624	12524	3864
Pressão mínima (MPa)	1,419	1,419	1,425	1,255	1,211
Diâmetro interior (m)	0,2095	0,2095	0,1055	0,1595	0,1055
Densidade do gás (g/cm ³)	0,011	0,011	0,011	0,009	0,009
Velocidade superficial de gás (m/s)	7,24	4,26	9,87	13,16	9,59

A tabela 16 relaciona a densidade do gás, velocidade superficial do gás, ângulo crítico de inclinação e o diâmetro interior.

Tabela 16 – Relação entre densidade do gás, velocidade superficial, ângulo crítico de inclinação e diâmetro interior

	Densidade do gás (g/cm ³)	Velocidade superficial do gás (m/s)	Ângulo crítico de inclinação (°)	Diâmetro interior (mm)
Região 1	0,011	7,24	14,33	209,5
Região 2	0,011	4,26	4,47	209,5
Região 3	0,011	9,87	41,31	105,5
Região 4	0,009	13,16	43,78	159,5
Região 5	0,009	9,59	56,48	105,5

Numa primeira abordagem ao problema dos dados relativamente à altitude da tubagem em relação ao nível do mar, foi usado o *software Google Earth*. Pela análise dos perfis de elevação chega-se à conclusão que estes dados não são fidedignos, isto é, não são fiéis à realidade. Como solução, procedeu-se à extração de perfis de elevação do *software* do Sistema de Informação Geográfica (SIG) usado na EDP Distribuição com o nome *SmallWorld* da empresa *General Electric*. As figuras 40, 41 e 42 demonstram a disparidade entre os perfis obtidos pelos dois *softwares*.

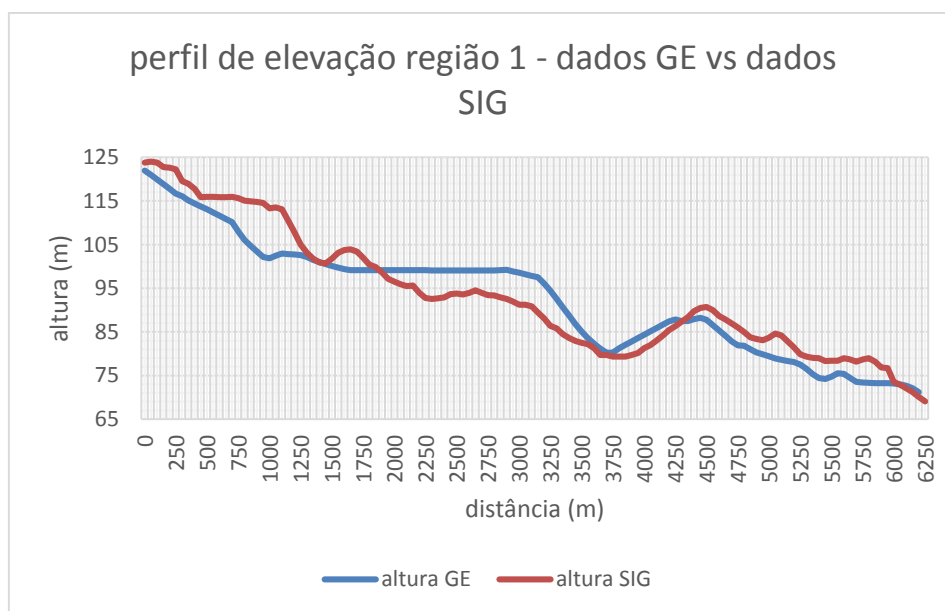


Figura 40 – perfis de elevação de dados provenientes do Google Earth e do SIG da região 1

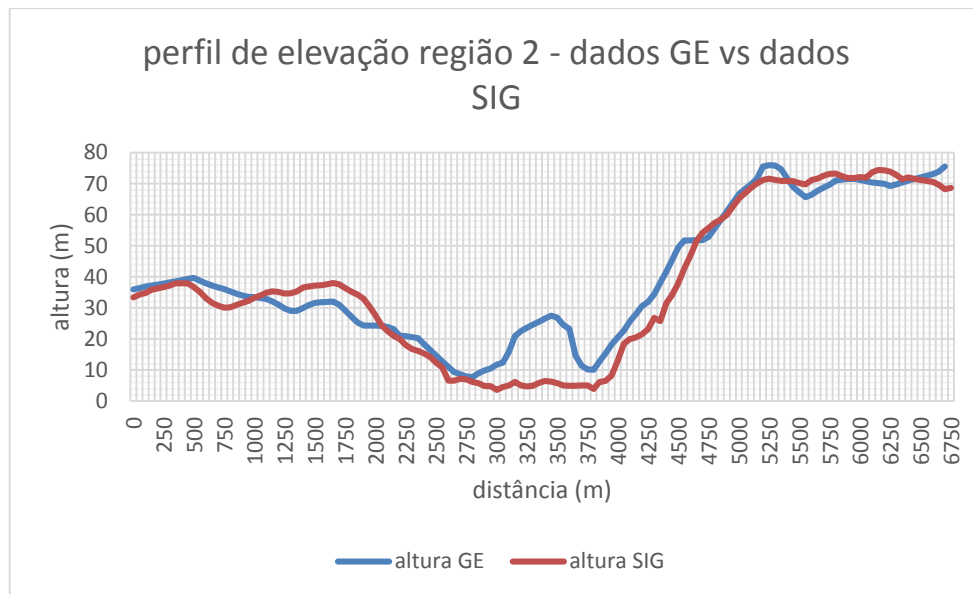


Figura 41 - perfis de elevação de dados provenientes do Google Earth e do SIG da região 2

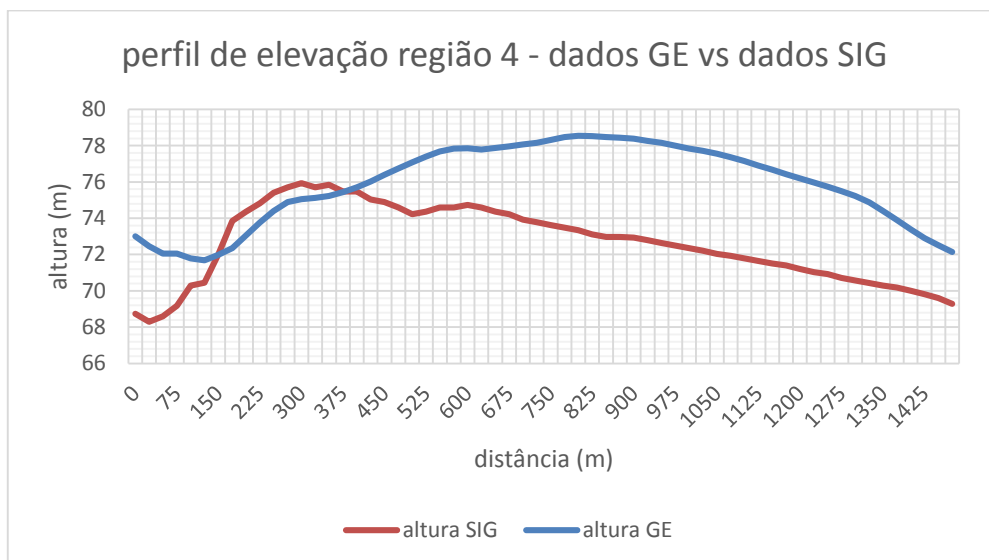


Figura 42 - perfis de elevação de dados provenientes do Google Earth e do SIG da região 4

Ao fazer a análise das figuras 40-42, é possível constatar a disparidade entre os perfis de elevação. Com base nesta conclusão, só foram utilizados os dados do *SmallWorld* para traçar os perfis de inclinação e respetivo cruzamento com o ângulo crítico de inclinação.

Análise de resultados

Resumo de resultados

As seguintes imagens são referentes à região 2. Os resultados para as restantes regiões estão apresentados no anexo G.

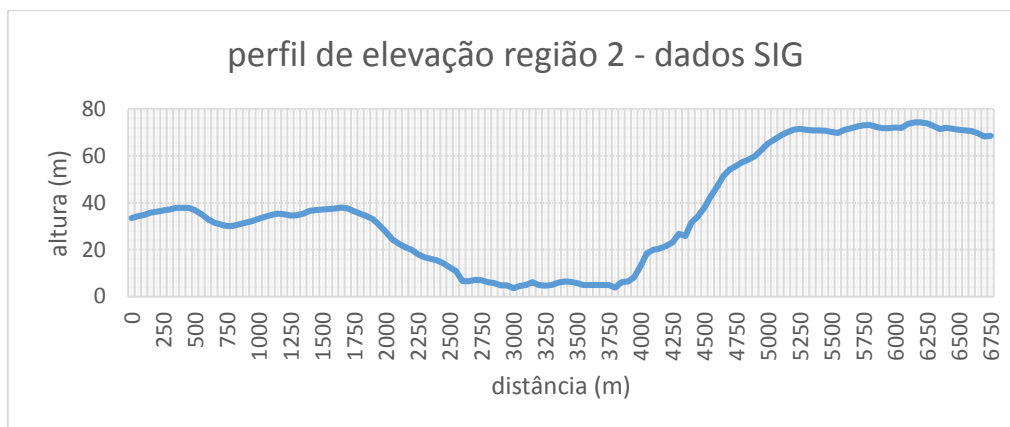


Figura 43 – perfil de elevação da região 2 com os dados SIG

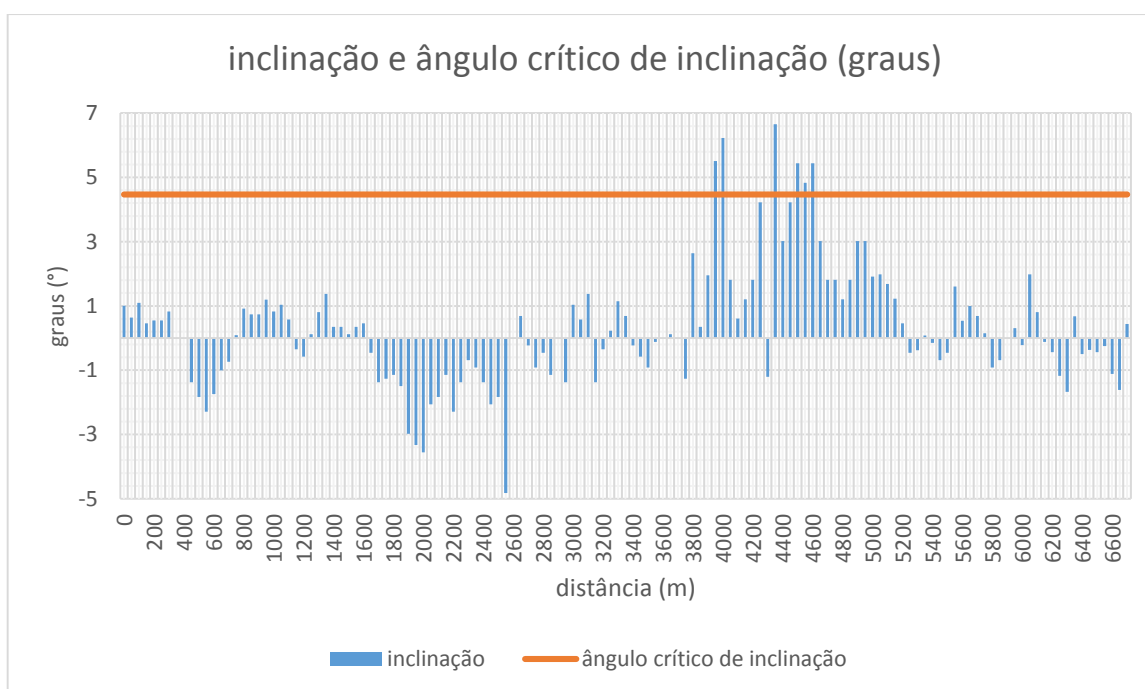


Figura 44 – inclinação e ângulo crítico de inclinação da região 2

Pelas figuras é possível ver que o primeiro ponto crítico ao longo do sentido do fluxo situa-se por volta dos 3800m e, pela norma SP0206-2006, é o local que deve ser prioritário no exame direto.



Figura 45 – local de primeiro ponto crítico da região 2

A tabela 17 apresenta um resumo dos ângulos críticos de inclinação de cada região e o maior ângulo dessa região.

Tabela 17 – resumo dos ângulos críticos de inclinação e os maiores ângulos de cada região (vermelho - ângulos que ultrapassam o respetivo ângulo crítico de inclinação)

Região	Ângulo crítico de inclinação (°)	Maiores ângulos (°)
1	14,33	1,54; 1,27
2	4,47	5,51; 6,65
3	41,31	2,9
4	43,78	4,25
5	56,48	15,93

A análise da tabela 17 supõe a verificação em todas as regiões. As regiões 3, 4, 5 não apresentam qualquer ângulo superior ao ângulo crítico de inclinação e, como tal, seria prudente verificar as zonas localizadas imediatamente a montante das zonas que apresentam maior ângulo para verificar se existe acumulação de líquido ou vestígios de corrosão. Como os ângulos críticos destas regiões são altos e a velocidade do gás é alta, não se prevê qualquer tipo de problema com acumulação de líquidos mas o exame direto no local serviria para confirmar estas suposições e dissipar dúvidas. A região 2 demonstra diversos ângulos superiores ao ângulo crítico de inclinação o que implicaria haver diversos exames diretos nas zonas imediatamente

anteriores aos locais de maior ângulo de acordo com a norma. A região 1 também não tem ângulos de inclinação superiores ao ângulo crítico mas esta metodologia pressupõe haver sempre exames no local.

No caso onde existam ângulos superiores ao ângulo crítico de inclinação (Região 2 neste caso), é necessário verificar o primeiro ponto crítico desde o início da região. No caso de não haver corrosão no primeiro ponto, é necessário que os dois pontos críticos seguintes também estejam livres de corrosão para servir como validação da avaliação. No caso de não haver ângulos superiores ao ângulo crítico de inclinação, o local a montante do ponto de maior ângulo é examinado e, no caso de não existir corrosão, só é necessário verificar mais um local para validação. O exame direto baseia-se na perda de material no local do ponto crítico. Como os resultados da inspeção indireta são locais com 20 a 50 m de comprimento seria prudente haver um método local para conseguir medir a altitude da tubagem e, assim, saber qual o ponto mais baixo nesse comprimento de 20 a 50 m.

O objetivo do passo de pós-avaliação da metodologia está relacionado com a eficácia da metodologia e na determinação dos intervalos necessários para a reavaliação. A eficácia é determinada pela correlação entre a presença de corrosão e as localizações previstas pela DG-ICDA o que só poderia ser corroborado com intervenções nos pontos críticos, o que não foi possível no decurso desta dissertação.

ECDA

A norma sugere a metodologia habitual: pré-avaliação, inspeção indireta, exame direto e pós-avaliação. A EDP Gás Distribuição usa o método de ACVG (*Alternating Current Voltage Gradient*) com os respetivos registos. A ACVG é usada para avaliar a condição do revestimento em tubagens subterrâneas e, norma geral, é a ferramenta que localiza com mais precisão falhas de revestimento e capaz de fornecer dados de modo a que o operador consiga distinguir entre falhas isoladas e falhas contínuas. Esta ferramenta é muito parecida com a DCVG (*Direct Current Voltage Gradient*) mas usa um gerador de sinal para corrente alternada. Segundo a norma, seria necessário adotar outra ferramenta de inspeção indireta de modo a corroborar os resultados da ACVG e, assim, conseguir localizar e avaliar de modo fidedigno as falhas e outras anomalias. A norma descreve, entre outras ferramentas, o CIPS e o método de Pearson.

Comentários/Conclusões

Naquilo que diz respeito à metodologia DG-ICDA, a análise dos gráficos obtidos pelos perfis de elevação e inclinação provenientes do uso de dados do SIG, validados pelo conhecimento do local, é de extrema importância. O maior entrave na aplicação desta metodologia prende-se com a fidelidade dos dados.

Em relação aos resultados obtidos do exercício da metodologia da norma SP0206-2006 da NACE, a região que apresenta diversos pontos cujo ângulo é superior ao ângulo crítico de inclinação é a região 2.

O próximo passo, segundo a norma, seria o exame direto dos pontos a montante dos pontos críticos identificados. Este exame direto passa pela medição da espessura da parede da tubagem e verificar se existe corrosão local interna. Na pós-avaliação é necessário estabelecer a eficácia do método e os intervalos necessários para reavaliação. Estes dois passos não foram realizados a tempo de serem incluídos na presente dissertação devido a dificuldades, por parte do autor, no tratamento de dados o que levou à falta de tempo útil para a EDP Gás Distribuição alocar os recursos necessários.

Em relação à ECDA, a EDP Gás Distribuição já usa o método de ACVG mas, segundo a norma SP0502-2008, seria necessário utilizar outra ferramenta de inspeção indireta e aplicá-las ao mesmo tempo para corroboração de dados para dar seguimento à norma. A ECDA, mais uma vez, ficou por concluir por falta de tempo.

Sugestões para trabalhos futuros

Ao aplicar estas normas NACE, o maior desafio encontra-se na qualidade dos dados, isto é, os dados utilizados terão de ser o mais realistas possível. Como sugestão para trabalhos futuros, naquilo que diz respeito à metodologia DG-ICDA, seria importante fazer um planeamento eficiente da aplicação da norma com o levantamento de altitudes e distâncias da tubagem no terreno de modo a comparar com os resultados obtidos na presente dissertação. Em relação à metodologia ECDA, seria interessante aplicar outras ferramentas de inspeção indireta, de modo a estar em concordância com a norma SP0502-2008, e proceder-se à comparação e alinhamento de dados obtidos para que seja possível identificar todos os processos de corrosão externa que ocorreram, estão a ocorrer ou irão ocorrer.

Referências Bibliográficas

- [1] *ASM Metals Handbook - Corrosion*, vol. 13, 1992, ASM International
- [2] *Pipeline Corrosion Integrity Management*, 2011, NACE International
- [3] Enhancing internal corrosion - direct assessment programs for wet gas/dry gas pipelines, <http://www.pipelineandgasjournal.com/enhancing-internal-corrosion-%E2%80%93-direct-assessment-programs-wet-gasdry-gas-pipelines>, acessado em maio 2015
- [4] Bakar, W. A. W. A. e Rusmidah Ali, 2010, Natural Gas, <http://www.intechopen.com/books/natural-gas/natural-gas>, acessado agosto 2015
- [5] Chemical composition of natural gas, <https://www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas>, acessado agosto 2015
- [6] Revie, R. Winston, 2015, *"Oil and Gas Pipelines - Integrity and Safety Handbook"*, Wiley
- [7] *ASM Metals Handbook - Welding, Brazing and Soldering*, 1992, ASM International
- [8] Groover, Mikkel P., 2010, *"Fundamentals of Modern Manufacturing"*; 4th edition; Wiley
- [9] Wright, John, "Optimizing efficiency in HF Tube Welding Processes", *Tube & Pipe Technology*, novembro/dezembro 1999
- [10] Fontana, Mars G., 1986, *"Corrosion Engineering"*, 3rd edition, McGraw-Hill International Editions
- [11] Apontamentos da cadeira *Degradação de Materiais* do Mestrado Integrado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais, 2011/2012, FEUP
- [12] Callister, William D.; Rethwisch, David G., 2010, *"Materials science and engineering - an introduction"*, 8th edition, Wiley
- [13] Baldwin, Richard M., 1998, *"Black powder in the industry - sources, characteristics and treatment"*, GMRC
- [14] Trabulsi, M. M., 2007, "Black Powder in sales'-gas transmission pipelines", *Journal of Pipeline Engineering* no. 6 (4).
- [15] Hosani, E., 2012, *"A New Non Destructive Device for Real-Time Measurement of Black Powder Particles in Gas Pipelines"*, The Petroleum Institute.
- [16] Corrosion Failures: El Paso Natural Gas Pipeline Explosion, <http://www.nace.org/CORROSION-FAILURES-El-Paso-Natural-Gas-Pipeline-Explosion.aspx>, acessado em maio 2015

- [17] Norma NACE SP0206-2006 *“Internal Corrosion Direct Assessment for Normally Dry Natural Gas”*, NACE
- [18] Moghissi, O., Norris, L., Dusek, P. *et al*, 2002, *“Internal Corrosion Direct Assessment of gas transmission pipelines - methodology”*, Gas Technology Institute
- [19] Norma NACE SP0502-2008, *“Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology”*, NACE
- [20] Norma NACE SP0204-2008, *“Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology”*, NACE
- [21] EDP Gás Distribuição - Área de Engenharia e Energia, *“Black Powder - identificação do problema e propostas de ações corretivas e preventivas”*, setembro 2013
- [22] Especificação *“M-0000-SPC-MI-0002-Rev6 - Gas properties”*, REN Gasodutos
- [23] *“Relatório de Ensaio nº 000009-A-EHS”*, CINFU
- [24] Sherik, 2007, *“Black Powder in Sales Gas Transmission Pipelines”*, Saudi Aramco Journal of Technology
- [25] Mueller, F., 2005, *“Impurities in the Gas Stream”*
- [26] Especificação técnica ET-101, *“Tubos de aço para gás”*, EDP Gás Distribuição
- [27] Especificação técnica ET-102, *“Revestimento externo de tubos de aço - aplicação em fábrica”*, EDP Gás Distribuição
- [28] Especificação técnica ET-504, *“Soldadura de tubagem em aço”*, EDP Gás Distribuição
- [29] Especificação técnica ET-502, *“Fecho de vala e reposição de pavimento”*, EDP Gás Distribuição

ANEXO A - Tipos de corrosão

Tabela A-1 – resumo das diferentes formas de corrosão

Tipo de corrosão	Definição	Características
Corrosão uniforme	Corrosão que está distribuída mais ou menos uniformemente sobre a superfície do metal	<ul style="list-style-type: none"> Áreas que permutam em ânodos e cátodos Pode ocorrer em locais isolados ao longo da tubagem mas o dano é uniforme dentro do local isolado
Corrosão localizada	<p>Corrosão por picada: é a corrosão localizada da superfície do metal que está confinada a uma área pequena e surge na forma de cavidades (<i>pits</i>)</p> <p>Corrosão de fenda: corrosão localizada na superfície do metal numa área que esteja resguardada do ambiente devido à proximidade de metal com a superfície de outro metal</p>	<p>Corrosão por picada</p> <ul style="list-style-type: none"> Ataque fundo e estreito Penetração rápida Rodeada por uma área não corroída Distribuição estatística única <p>Corrosão em fenda</p> <ul style="list-style-type: none"> Ataque localizado que ocorre em áreas onde o acesso ao ambiente circundante é restrito Ocorre em cavidades metal-metal Ocorre em cavidades metal-não metal Contém depósitos de ou produtos de corrosão
Corrosão galvânica	Corrosão acelerada do metal devido ao contacto elétrico entre metais de potenciais diferentes	<ul style="list-style-type: none"> Célula eletroquímica clássica Ocorre no contacto metal-metal Ocorre no contacto metal-não metal ativo Ocorre no depósito de iões Ocorre quando existe contacto elétrico Ocorre com imersão no eletrólito
MIC	A degradação do material devido aos processos metabólicos e subprodutos de microrganismos	<ul style="list-style-type: none"> A interface entre a superfície do metal e os organismos pode ser alterada física e quimicamente Micróbios quebram o filme passivo das tubagens e aceleram o ataque corrosivo Comunidades microbianas podem criar biofilmes
Fissuração (EAC – <i>environmentally assisted cracking</i>)	3 tipos: fissuração por hidrogénio, fragilização por hidrogénio e corrosão sob tensão	<ul style="list-style-type: none"> Pode ocorrer rapidamente e resulta em falhas catastróficas Requer a combinação de resistência à tração e ambiente específico Existem diferentes mecanismos para diferentes tipos de fissuração
Corrosão intergranular	Ocorre como resultado de impurezas ou precipitados que se acumulam nas fronteiras de grão e dão azo a uma célula local de corrosão na fronteira de grão	<ul style="list-style-type: none"> Ataque de corrosão ocorre na fronteira de grão Resulta na depleção de um componente de liga na fronteira de grão o que leva à formação de uma célula de corrosão Quando existe uma zona afetada termicamente (HAZ) adjacente a uma fronteira de grão nos aços inoxidáveis, resulta na formação de carbonetos de cromo na fronteira de grão

Lixiviação selectiva	Remoção de um elemento da liga	<ul style="list-style-type: none"> • A camada, donde o elemento foi removido, torna-se frágil • A fissuração pode passar da camada frágil para o material base (mesmo que este seja dúctil) • O processo de lixiviação e fissuração podem repetir-se até levarem à clivagem.
Corrosão relacionada com a velocidade	Ocorre como resultado de perda de metal causada por altas velocidades superficiais de fluido. Existem três tipos distintos: erosão-corrosão; choque e cavitação	<p>Erosão-corrosão</p> <ul style="list-style-type: none"> • Remoção de filmes protetores • Acompanhada por velocidade e turbulência • Acompanhada por partículas de erosão mecânica • Ocorre com ou sem partículas <p>Choque</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erosão-corrosão localizada causada pela turbulência e fluxo de choque • Características direcionais • Acelerada por gás encapsulado ou líquidos <p>Cavitação</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dano mecânico devido ao colapso de bolhas num líquido • Remove filmes protetores • Causa danos mecânicos diretos à tubagem

ANEXO B - Fluxogramas de metodologias NACE

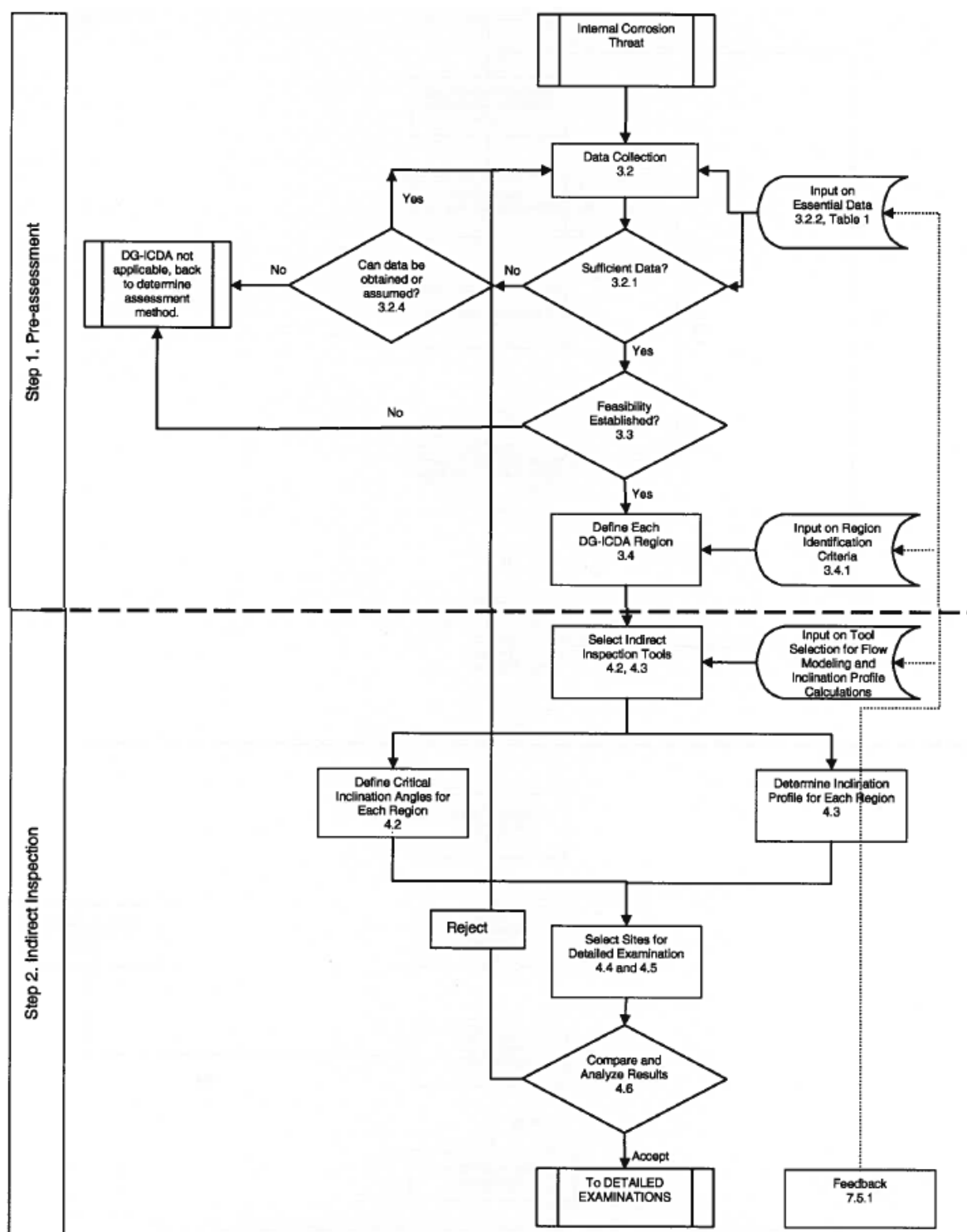


Figura A – Fluxograma de pré-avaliação e inspeção indireta da metodologia DG-ICDA

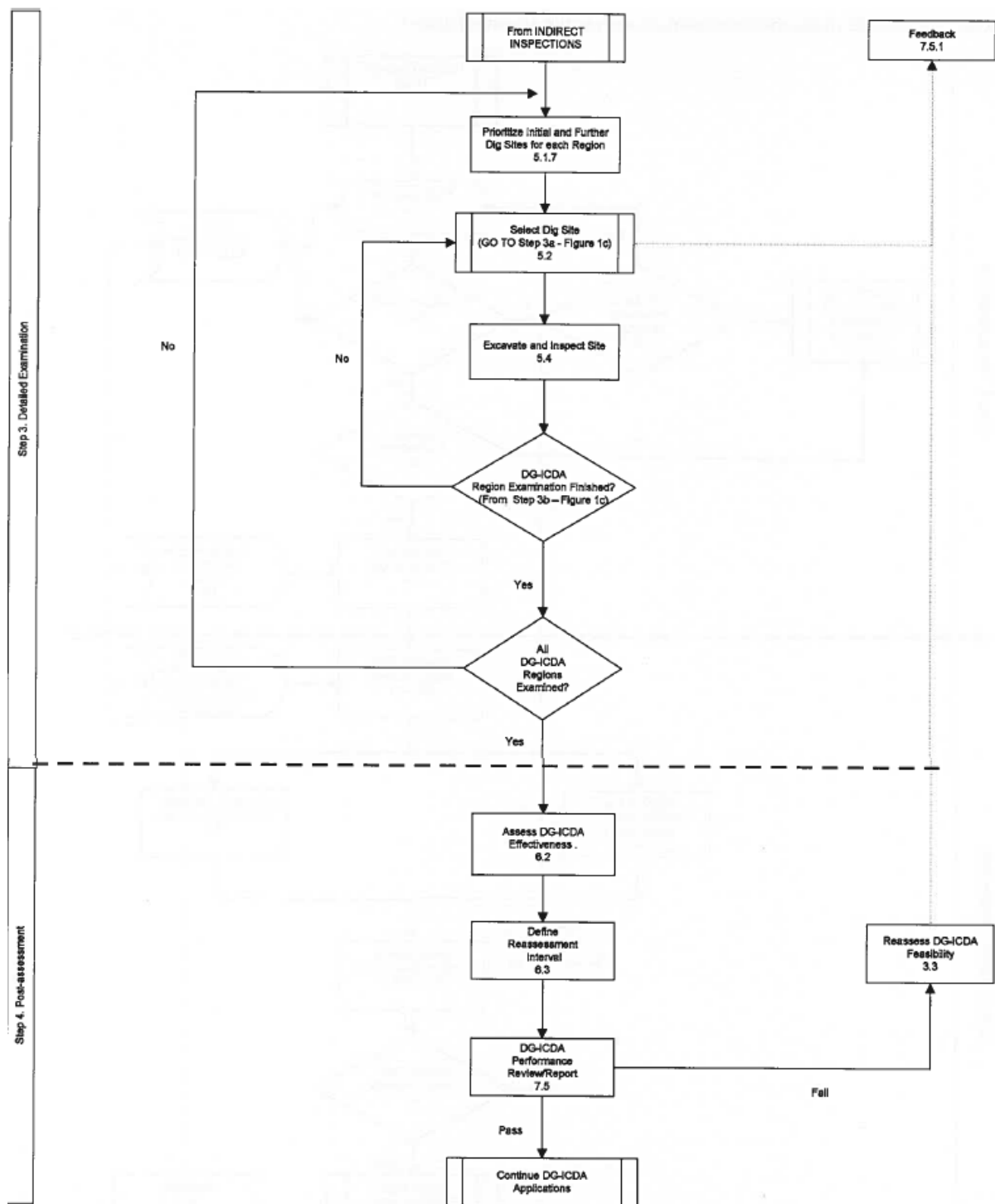


Figura B – fluxograma de exame direto e pós-avaliação da metodologia de DG-ICDA

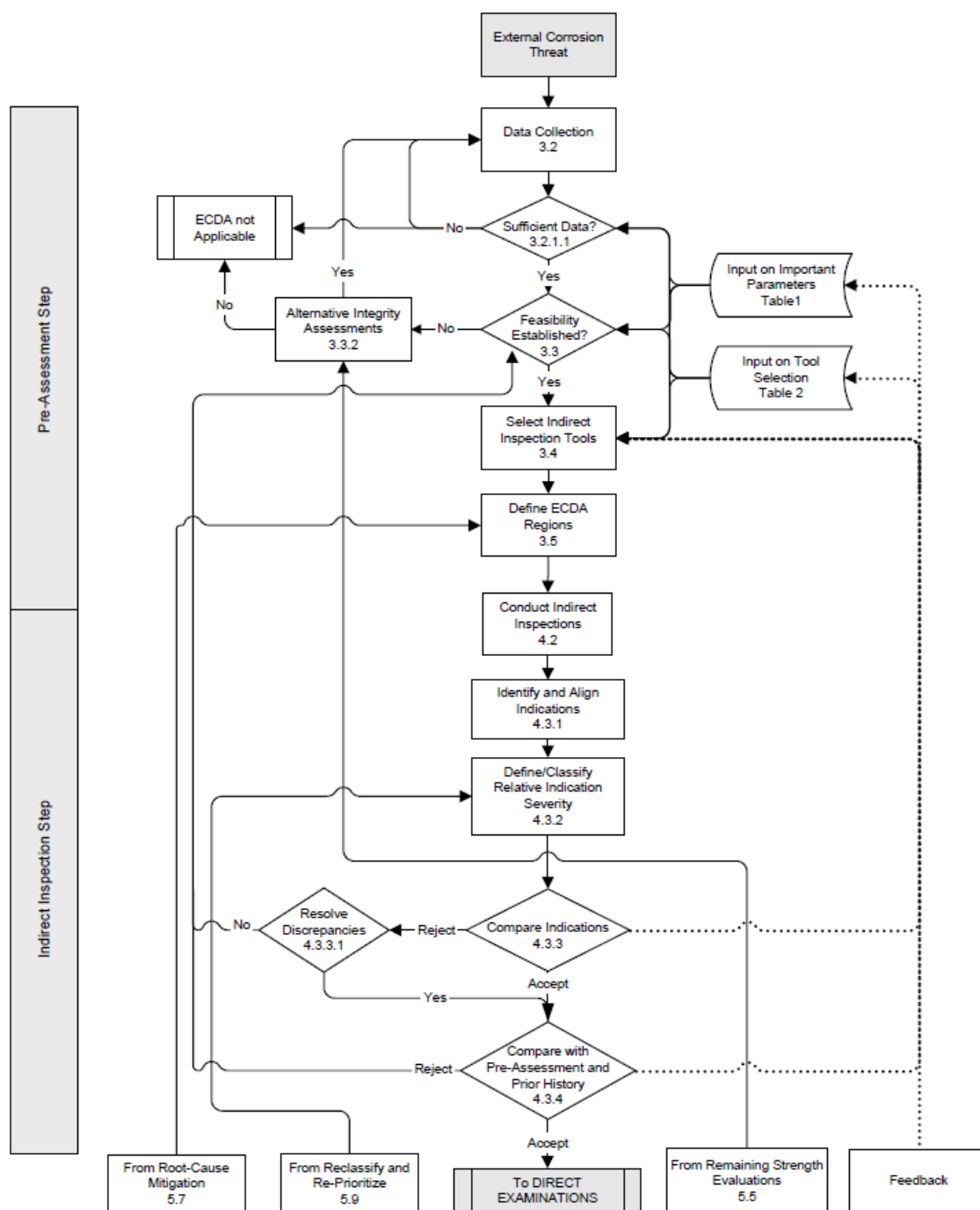


Figura C – fluxograma de pré-avaliação e inspeção indireta da metodologia de ECDA

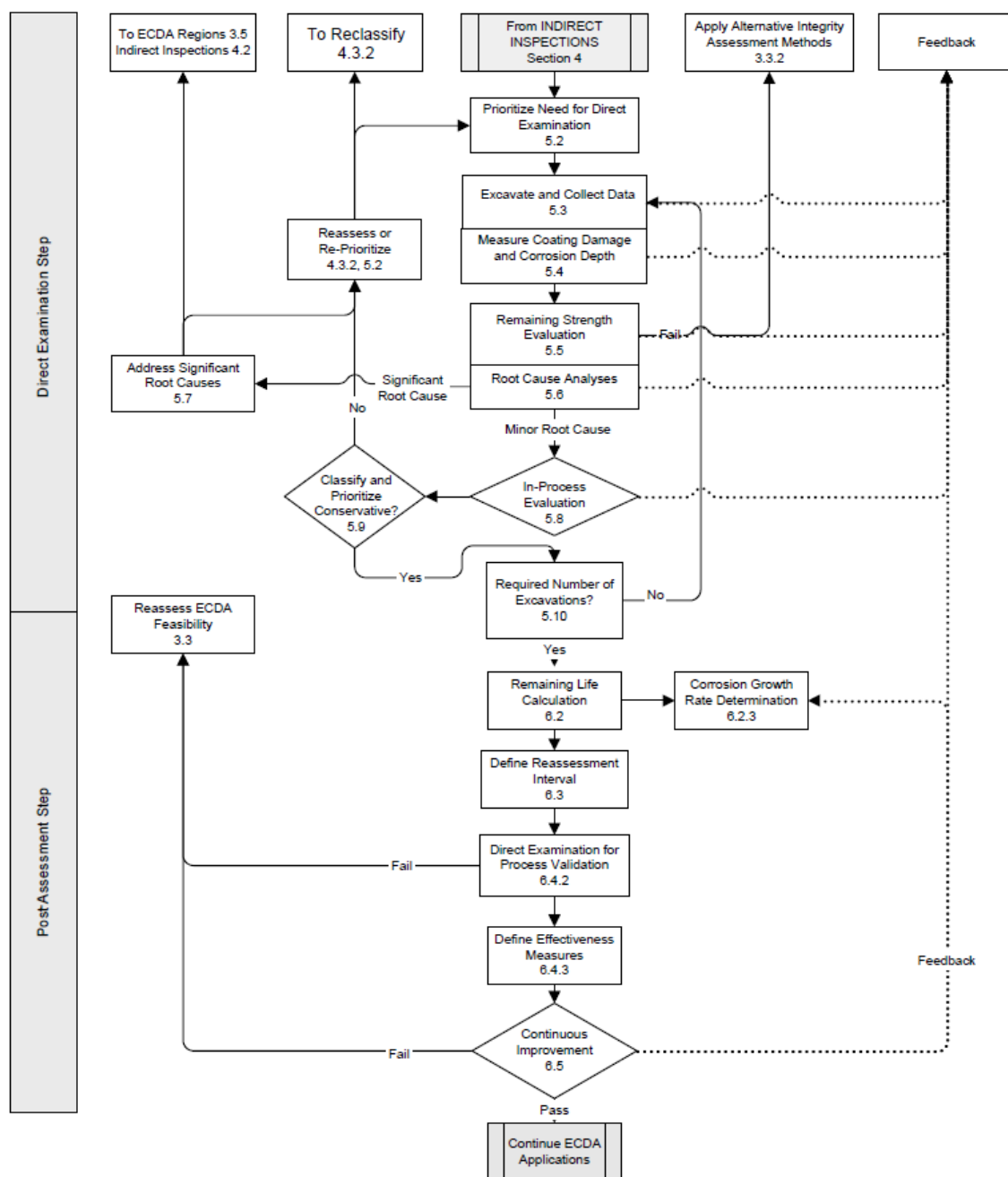


Figura D – fluxograma de exame direto e pós-avaliação da metodologia de ECDA

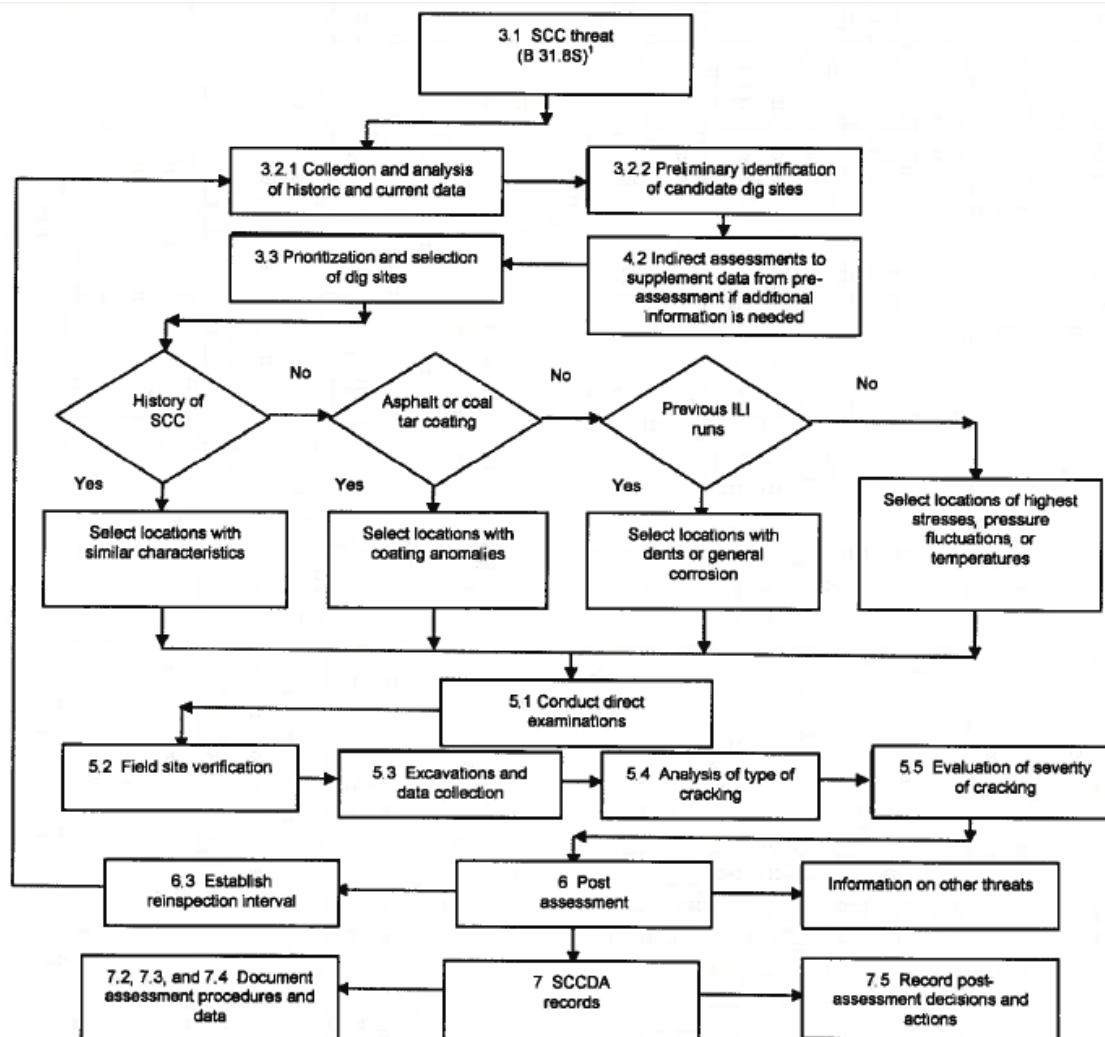


Figura E – fluxograma da metodologia de SCCDA

ANEXO C - DG-ICDA

Tabela C-1 – Dados essenciais para a metodologia DG-ICDA

CATEGORIA	DADOS A RECOLHER
HISTÓRICO DE OPERAÇÃO	Mudanças no fluxo do gás, tipo de serviço, ano de instalação, etc.; a tubagem foi usada para crude ou outros produtos líquidos?
COMPRIMENTO DEFINIDO	Comprimentos entre <i>inputs/outputs</i>
PERFIL DE ELEVAÇÃO	Dados topográficos, considerando a profundidade de cobertura da tubagem
CARACTERÍSTICAS COM INCLINAÇÃO	Estradas, rios, válvulas, drenagens, etc
DIÂMETRO E ESPESSURA DE PAREDE	Diâmetro nominal da tubagem e espessura
PRESSÃO	Pressões de operação (mínimo e máximo)
TAXA DE FLUXO	Taxas de fluxo - máximo e mínimo de fluxo às pressões máximas e mínimas para os <i>inlets</i> e <i>outlets</i> . Períodos significativos sem fluxo/baixo fluxo
TEMPERATURA	Temperatura de solo até 54 °C na descarga do compressor (exceto em passagens por rios ou passagens aéreas)
VAPOR DE ÁGUA	Informação do ponto de orvalho da água
INPUTS/OUTPUTS	Identificação de todas as localizações de <i>inputs</i> e <i>outputs</i> correntes bem como os históricos
INIBIDORES DE CORROSÃO	Informação sobre a injeção, tipo químico e dose
ANOMALIAS	Frequência, natureza da anomalia (intermitente ou crónica), volume se possível e natureza do líquido
TIPO DE DESIDRATAÇÃO	Uso de glicóis (S/N)
INFORMAÇÃO DE TESTES HIDROSTÁTICOS	Presença histórica de água, dados qualitativos de testes hidrostáticos
DADOS DE REPARAÇÃO/MANUTENÇÃO	Presença de sólidos, anomalias; substituição ou reparação de secções da tubagem; dados de exames não destrutivos; localização, frequência e datas de <i>pigs</i> de limpeza, Dados analíticos de lama removida, líquidos usados com os <i>pigs</i> de limpeza ou líquidos separadores e a análise das propriedades químicas e corrosividade, incluindo a presença de bactérias, nos produtos removidos
FUGAS/FALHAS	Localização e natureza de fugas/falhas
QUALIDADE DO GÁS	Análise de gás e líquido e resultados de testes a bactérias na tubagens e laterais (entrega ou receção). Relação entre análise de gás e localização da tubagem
MONITORIZAÇÃO DE CORROSÃO	Dados de monitorização de corrosão (coupons, sondas ER e LPR), datas e relação de monitorização com localização da tubagem, taxas de corrosão calculadas vs reais e fidelidade dos dados. Resultados de inspeções não destrutivas
REVESTIMENTOS DE FLUXO (INTERNOS)	Existência e localização de revestimentos internos
OUTROS DADOS DE CORROSÃO INTERNA	Definidos pelo operador da tubagem

Item

A tubagem não deve conter, normalmente, qualquer líquido incluindo glicóis. A tubagem não deve ter sido convertida de um serviço onde não possa ser aplicado o DG-ICDA (crude ou produtos de crude); mas no caso de ser possível demonstrar que a corrosão interna não ocorreu no serviço prévio ou que o dano anterior foi avaliado separadamente é possível aplicar a DG-ICDA.

A tubagem não pode ter revestimento interno que forneça proteção contra corrosão. Para tubagens com revestimento protetor descontínuo, exames indiretos devem ser feitos nos locais não protegidos.

Se o historial indicar corrosão interna no topo de linha devido a WG (*wet gas*) (por exemplo, condensação de água), a norma não é aplicável devido ao DG-ICDA não ser apropriado para detetar corrosão na parte superior da tubagem.

Pigging afeta as áreas onde o líquido poderia ficar retido, porque arrasta a água para outras zonas afetando diretamente a distribuição da corrosão interna o que não está previsto pelo DG-ICDA. O DG-ICDA não é apropriado para tubagens que sejam sujeitas a limpezas de rotina por *pigging*. O operador deve fornecer uma justificação técnica quando o DG-ICDA é aplicado a uma tubagem com histórico do uso de *pigs* de limpeza.

O uso de inibidores de corrosão pode excluir o uso de DG-ICDA devido à eficácia do inibidor não ser uniforme ao longo da tubagem.

Tubagens que acumulem sólidos, lamas, biofilmes/biomassas, não devem ser avaliadas com base nesta norma, exceto se a influência desses materiais for cuidadosamente avaliada. Baseado nas informações recolhidas como parte da pré-avaliação, os operadores devem determinar se as acumulações de sólidos são suficientemente significativas para influenciar a validade dos resultados de DG-ICDA. A presença de sólidos, lamas podem afetar a validade do processo de DG-ICDA:

- Aumento da corrosão através da água retida dentro de uma matriz porosa ou sob uma camada sólida;
- Aumento da corrosão por atracão da água por propriedades higroscópicas ou deliquescência;
- Aumento da corrosão através da formação de uma célula de concentração;
 - Diminuir a corrosão devido à formação de uma camada protetora;
 - Mudança de taxas de corrosão devido à influência de bactérias.

Propriedades dos materiais - DG-ICDA assume propriedades uniformes do material ao longo da secção de uma tubagem. Considerações acerca das diferenças no tipo de soldadura, geometria e defeitos de material devem ser feitas. Considerações especiais devem ser feitas para a possível corrosão passível de ocorrer no cordão de soldadura em tubagens soldadas por ER (elétrodo revestido).

ANEXO D - ECDA

Tabela D-1 – dados relevantes para a aplicação da ECDA (PC – proteção catódica, MIC – corrosão influenciada microbiologicamente)

Elementos de dados	Seleção de ferramentas de inspeção indireta	Definição de região ECDA	Uso e interpretação dos resultados
Relacionado com a tubagem			
Material	ECDA não é apropriado para materiais não ferrosos	Devem ser feitas considerações especiais nos locais onde metais dissimilares estão ligados	Existência de células de corrosão quando exposto ao ambiente
Diâmetro	Pode reduzir a capacidade de deteção das ferramentas de inspeção indireta		Influencia o fluxo de corrente da proteção catódica e a interpretação de resultados
Espessura de parede			Tem impacto no tamanho crítico de defeito e previsões de tempo de vida
Ano de fabrico			Materiais de tubagens mais velhas têm, tipicamente, níveis de tenacidade mais baixas o que reduz o tamanho crítico de defeito e previsões de tempo de vida
Tipo de cordão		Locais com tubagens soldadas pré-1970 por ERW (soldadura de elétrodo revestido) de baixa frequência ou soldadura sob pressão com suscetibilidade de corrosão seletiva no cordão podem requerer regiões ECDA separadas	Tubagens mais velhas tipicamente têm níveis mais baixos de tenacidade no cordão que reduz o tamanho crítico de defeito. Cordões de tubagens que foram soldadas por ERW pré-1970 ou soldadura sob pressão podem ser sujeitas a taxas de corrosão mais altas do que o material base
Tubagem nua	Limita a aplicação de ECDA. Menos ferramentas disponíveis	Segmentos com tubagem nua em tubagens revestidas devem ser regiões ECDA separadas	Métodos ECDA específicos
Relacionados com a construção			
Ano de instalação			Influencia a previsão do tempo de degradação do revestimento e estimativa da população de defeitos e taxas de corrosão
Modificação de rotas		Mudanças podem requerer regiões ECDA separadas	
Fotografias de rota/aéreas		Fornecer informação sobre a aplicabilidade geral e guia para a seleção de regiões ECDA	Tipicamente contém dados de tubagem que facilitam o ECDA

Práticas de construção		Diferentes práticas de construção podem necessitar de diferentes regiões ECDA	Pode indicar locais onde possam ter existidos problemas de construção, por exemplo, as práticas de enchimento influenciam a probabilidade de dano no revestimento durante a construção
Localização de válvulas, braçadeiras, suportes, derivações, juntas de expansão, componentes de ferro, juntos de isolamento, acoplamentos mecânicos		Drenagens significativas ou mudanças na corrente de proteção catódica devem ser tidas em conta separadamente; considerações especiais devem ser feitas a locais onde metais dissimilares estão ligados	Pode influenciar o fluxo local de corrente e a interpretação de resultados; metais dissimilares podem criar células locais de corrosão nos pontos de contacto; taxas de degradação de revestimento podem ser diferentes de zonas adjacentes
Localização e métodos de construção de invólucros	Pode excluir o uso de algumas ferramentas de inspeção indireta	Requer regiões ECDA separadas	Pode ser necessário extrapolar resultados de locais próximos no caso de o local ser inacessível. Ferramentas adicionais podem ser necessárias.
Localização de curvatura, incluindo curvas com rugosidade		A presença de curvas com rugosidade pode influenciar a seleção de regiões ECDA	Taxas de degradação de revestimentos podem ser diferentes em locais adjacentes; corrosão nas curvaturas pode ser localizada que afeta fluxo local de corrente e a interpretação de resultados
Profundidade de cobertura	Restringe o uso de algumas técnicas de inspeção indireta	Pode ser necessário diferentes regiões ECDA para diferentes alcances de profundidade	Pode ter impacto no fluxo de corrente e interpretação de resultados
Secções sob água, travessias de rios	Restringe significativamente o uso de muitas técnicas de inspeção indireta	Requer regiões ECDA separadas	Mudanças no fluxo de corrente e interpretação de resultados
Localização de pesos e âncoras (rio)	Reduz a disponibilidade de ferramentas de inspeção indireta	Pode ser necessário separar regiões ECDA	Influencia o fluxo de corrente e interpretação de resultados; corrosão perto de pesos e âncoras pode ser localizada, o que afeta o fluxo local de corrente e interpretação de resultados

Proximidade a outras tubagens, estruturas, linhas de transmissão elétrica de alta voltagem e cruzamentos ferroviários	Pode excluir o uso de alguns métodos de inspeção indireta	Regiões, onde as correntes de proteção catódica podem ser significativamente afetadas por fontes externas, devem ser tratadas como regiões ECDA separadas	Influencia o fluxo local de corrente e a interpretação de resultados
Relacionado com o solo/ambiente			
Características e tipos de solo	Algumas características do solo podem influenciar a exatidão das técnicas de inspeção indireta	Influencia onde a corrosão é mais provável, diferenças significativas requerem regiões ECDA diferentes	Pode ser útil na interpretação de resultados, influencia a taxas de corrosão e a avaliação de tempo de vida
Drenagem		Influencia onde a corrosão é mais provável, diferenças significativas requerem regiões ECDA diferentes	Pode ser útil na interpretação de resultados, influencia as taxas de corrosão e a avaliação de tempo de vida
Topografia	Condições como áreas rochosas podem fazer com que as inspeções indiretas se tornam muito difíceis ou mesmo impossíveis		
Uso do terreno (atual/histórico)	Estradas pavimentadas, etc. podem influenciar a seleção de ferramentas de inspeção indireta	Pode influenciar a aplicação de ECDA e a seleção de regiões ECDA	
Terrenos gelados	Pode ter impacto na aplicabilidade e eficácia de alguns métodos ECDA	Áreas geladas devem ser consideradas regiões ECDA separadas	Influencia fluxo de corrente e interpretação de resultados
Relacionado com controlo de corrosão			
Sistema de proteção catódica (ânodos, retificadores e locais)	Pode afetar a seleção de ferramentas ECDA		Uso localizado de ânodos sacrificiais em sistemas impressos de corrente pode influenciar a inspeção indireta. Influencia fluxo de corrente e interpretação de resultados
Localização e fontes de corrente de interferência (stray current)			Influencia o fluxo de corrente e interpretação de resultados
Locais de pontos de teste (pontos de acesso à tubagem)		Pode fornecer informação ao definir regiões ECDA	
Critério de avaliação de PC			Usado na análise de pós-avaliação
Histórico de manutenção de PC		Indicador da condição do revestimento	Pode ser útil na interpretação de resultados
Anos sem PC aplicada		Pode tornar o ECDA mais difícil de aplicar	Afeta negativamente a habilidade para estimar as taxas de corrosão e prever tempo de vida

Tipo de revestimento (tubagem)	ECDA pode não ser apropriado para revestimentos não ligados com altas constantes dielétricas, o que pode causar uma barreira elétrica		Tipo de revestimento pode influenciar o tempo a que a corrosão começa e as estimativas de taxa de corrosão baseado na medição de perda de parede
Tipo de revestimento (juntas)	ECDA pode não ser apropriado para revestimentos que causem barreiras elétricas		Barreiras elétricas devido a certos revestimentos de junta podem levar ao requerimento de outras atividades de avaliação
Condição de revestimento	ECDA pode ser de difícil aplicação com revestimentos severamente degradados		
Necessidades de corrente			O aumento de necessidade de corrente pode indicar áreas onde a degradação do revestimento está a levar a mais área exposta de superfície da tubagem
Pesquisa de dados/histórico de PC			Pode ser útil na interpretação de resultados
Relacionado com os dados operacionais			
Temperatura de operação de tubagem		Diferenças significativas geralmente necessitam de regiões ECDA diferentes	Pode influenciar localmente as taxas de degradação de revestimento
Níveis de stress e flutuações operacionais			Influencia o tamanho crítico de falha e previsões de tempo de vida
Programas de monitorização (coupons, patrulha, pesquisa de fugas, etc.)		Pode fornecer dados na definição de regiões ECDA	Pode influenciar o agendamento de reparações, remediação e substituição
Relatórios de inspeção da tubagem		Pode fornecer dados na definição de regiões ECDA	
Histórico de reparação como a reparação de mangas de aço/compósito, locais de reparação	Pode influenciar a escolha de ferramentas ECDA	Métodos de reparação usados anteriormente, como adições de ânodos, podem criar diferenças locais que influencia a seleção de regiões ECDA	Fornecer dados úteis para a análise pós-avaliação como a interpretação de dados perto de reparações
Histórico de fuga/rotura		Pode indicar a condição da tubagem existente	
Evidência de existência de MIC			MIC pode acelerar taxas de corrosão externa
Tipo/frequência (danos por terceiros)			Áreas com alto dano por terceiros tem um alto nº de defeitos de revestimento

Dados de pesquisas acima de solo e ao nível de solo			Essencial para a pré-avaliação e seleção de regiões ECDA
Pressões e datas dos testes hidrostáticos			Influencia os intervalos de inspeção
Outras atividades anteriores relacionadas com a integridade – CIPS, ILI, etc.	Pode influenciar a escolha de ferramenta ECDA – áreas corroídas isoladas vs. áreas maiores		Dados úteis para a pós-avaliação

Tabela D-2 – Matriz de aplicabilidade de diferentes ferramentas de inspeção indireta de ECDA

Condições	CIS	ACVG e DCVG	Pearson	Eletromagnetic	AC Current Attenuation Surveys
Falha de revestimento	2	1, 2	2	2	1, 2
Zonas anódicas em tubagem nua	2	3	3	3	3
Imediações de água ou passagens por rios	2	3	3	2	2
Sob pavimento gelado	3	3	3	2	1, 2
Correntes de interferência	2	1, 2	2	2	1, 2
Atividade de corrosão de barreira	3	3	3	3	3
Adjacente a estruturas metálicas	2	1, 2	3	2	1, 2
Perto de tubagens paralelas	2	1, 2	3	2	1, 2
Sob linhas de transmissão elétrica de corrente alternada e alta voltagem (HVAC)	2	1, 2	2	3	3
Invólucro em curto-circuito	2	2	2	2	2
Sob estradas pavimentadas	3	3	3	2	1, 2

Cruzamentos sem invólucro	2	1, 2	2	2	1,2
Tubagem com invólucro	3	3	3	3	3
Locais de alta profundidade	2	2	2	2	2
Terrenos pantanosos	2	1, 2	2	2	1, 2
Terrenos rochosos ou uso de enchimento com rocha	3	3	3	2	2

1 – aplicável: falhas pequenas de revestimento (isoladas e < 600mm²) e condições que não causem flutuações nos potenciais de PC sob condições normais de operação.

2 – aplicável: falhas grandes de revestimento (isoladas ou contínuas) ou condições que causem flutuações em potenciais de PC sob condições normais de operação.

3 – não aplicável.

ANEXO E - SCCDA

Tabela E-1 – diversos fatores e relevância para a corrosão sob tensão

Fator	Relevância para SCC	Uso e interpretação de resultados	Ranking
Relacionado com a tubagem			
Material	Não existe correlação conhecida com SCC	Dados históricos são necessários para calcular a tensão como percentagem de SMYS	C
Diâmetro	Não existe correlação conhecida com SCC	Dados históricos são necessários para calcular tensão de pressão interna	C
Espessura de parede	Não existe correlação conhecida com SCC	Tem impacto no tamanho crítico de defeito e previsões de tempo de vida. Necessário para calcular tensão da pressão interna	C
Ano de fabrico	Não existe correlação conhecida com SCC	Materiais mais antigos baixam, tipicamente, os níveis de dureza, o tamanho crítico de defeito e previsões de tempo de vida	C
Fabricante da tubagem	Relaciona-se com o processo de soldadura da tubagem – zona afetada termicamente (ZAT) do processo de soldadura por resistência elétrica (ERW)	Fator importante a considerar no SCC de pH quase neutro	A
Tipo de cordão	DSAW (duplo arco submerso) e ZAT de ERW	Pode ser importante na SCC de pH quase neutro	B
Preparação de superfície	jatos abrasivos podem ser benéficos	Fator importante a considerar para os dois tipos de SCC	A
Tipo de revestimento	Até à data, SCC não foi reportado em tubagens com FBE sem danos ou com revestimento de polietileno extrudido	Fator importante a considerar para os dois tipos de SCC	A
Tubagem nua	SCC foi observado em tubagem nua em solos com alta resistividade	Pode ser um fator importante	B
Pontos duros	Houve vezes em que SCC de pH quase neutro ocorreu preferencialmente em pontos duros, que podem ser localizados por ILI que meça magnetismo residual	Pode ser um fator importante	B
Relacionado com construção			
Ano instalado	Vai influenciar a degradação do revestimento e as falhas podem estar a crescer	Idade da tubagem usado no critério de seleção de zonas suscetíveis	A
Mudanças/alterações de rotas	Não existe correlação conhecida com SCC	Pode ser importante em localizar com exatidão cada sítio	C
Mapas de rota/fotos aéreas	Não existe correlação conhecida com SCC	Pode ser importante em localizar com exatidão cada sítio	C
Práticas de construção	Influenciam a probabilidade de existir dano no revestimento durante a construção. Tempo entre a instalação da tubagem e aplicação de proteção catódica pode ser importante	Níveis iniciais de PC podem ser importantes	B
Preparação de superfície para revestimento de campo (asfalto, etc.)	Carepa promove potencial no alcance crítico para SCC de pH alto	Pode ser fator de discriminação	A
Tipo de revestimento de campo	SCC de pH alto encontrado por baixo de asfalto, alcatrão e tape. SCC de pH quase neutro é prevalente abaixo de tape mas pode ser encontrado sob asfalto também. Condições atmosféricas durante a construção podem ser importantes ao afetar a condição de revestimento	Pode ser importante no SCC de pH quase neutro	A

Localização de pesos e âncoras	SCC de pH quase neutro foi encontrado sob pesos de controlo de flutuabilidade	Pode ser importante considerar para SCC de pH quase neutro	B
Localização de válvulas, braçadeiras, suportes, juntas de expansão, componentes de ferro, juntos de isolamento, acoplamentos mecânicos	Não existe relação conhecida com SCC. Aplicável para localizar e caracterizar sítios	Pode ser importante para localizar e caracterizar com exatidão cada sítio	C
Localização de invólucros	Proteção catódica e danos ao revestimento acontecem mais vezes dentro dos invólucros	Pode ser importante para localizar e caracterizar com exatidão cada sítio	B
Localização de curvaturas e curvas com rugosidade	Pode indicar tensões residuais anormais	Tensão residual pode ser um fator importante	B
Localização de entalhes	Pode indicar tensões residuais anormais	Tensão residual pode ser um fator importante	B
Relacionado com o solo/ambiente			
Características e tipo de solo (apêndice A)	Não existe correlação conhecida entre o tipo de solo e SCC de pH alto, exceto em alguns casos onde é evidente que altos níveis de sódio e potássio podem promover o desenvolvimento de soluções de carbonato/bicarbonato sob revestimentos não ligados. Algum sucesso em correlacionar SCC de pH quase neutro com específicos tipos de solo	Pode ser um fator importante, especialmente para SCC de pH quase neutro	B
Drenagem/escoamento	Correlacionado com os dois tipos de SCC	Pode ser um parâmetro importante	B
Topografia	Foi correlacionado com os dois tipos de SCC, possivelmente relacionado com o efeito na drenagem. SCC de pH quase neutro foi observado em inclinações onde ocorreu movimento de solo	Pode ser um parâmetro importante	B
Uso da terra (atual/histórico)	Não existem correlações óbvias mas o uso de fertilizantes pode afetar a química do solo relacionado com água presa sobre revestimentos não ligados	Pode ser um parâmetro importante	B
Águas subterrâneas	Condutividade da água subterrânea pode afetar o sistema de PC	Pode ser um parâmetro importante	B
Localização de travessias de rios	Afeta a drenagem e humidade do solo	Pode ser um parâmetro importante	B
Relacionado com o controlo de corrosão			
Tipo de sistema de PC	PC adequada pode prevenir o SCC se chegar ao revestimento não ligado	Parâmetro importante	B
Critério de avaliação de PC	PC adequada pode prevenir o SCC se chegar ao revestimento não ligado	Informação de histórico	C

História de manutenção de PC	PC adequada pode prevenir o SCC se chegar ao revestimento não ligado	Informação de histórico	C
Anos sem PC aplicada	<p>SCC de pH alto, a ausência de PC pode permitir a formação de óxidos perniciosos na superfície da tubagem.</p> <p>A ocorrência de SCC de pH quase neutro a ou perto do potencial de circuito aberto, a ausência de PC pode permitir o SCC desenvolver-se</p>	Parâmetro importante	B
Informação de CIPS e estações de teste	Apesar de SCC de pH alto ocorrer num curto alcance de potenciais (-575 e -825 mV vs cobre/sulfato de cobre dependendo da temperatura e da composição de solução), já foi observado em tubagens que parecem perfeitamente protegidas catodicamente, devido ao potencial real da superfície da tubagem ser menos negativo das medições à superfície devido à barreira elétrica do revestimento não ligado. As localizações de falhas podem estar correlacionadas com a história de PC, especialmente se foram encontrados problemas anteriormente	Fator importante a considerar nos dois tipos de SCC	B
Informação de pesquisa de falhas de revestimento	Devido ao facto de SCC necessitar de falhas de revestimento, as indicações das condições do revestimento pode ajudar a localizar áreas prováveis	Informação de histórico importante	B
Condição e sistema de revestimento	O sistema de revestimento (tipo de revestimento, condição de superfície, etc.) é um fator importante na determinação da suscetibilidade a SCC e no tipo de SCC a ocorrer. Devido ao facto de SCC necessitar de falhas de revestimento, as indicações das condições do revestimento pode ajudar a localizar áreas prováveis	Informação de histórico importante	A

Relacionado com dados operacionais			
Temperatura de operação de tubagem	Temperaturas elevadas têm um efeito de aceleração no SCC de pH alto. Para SCC de pH quase neutro, a temperatura provavelmente tem pouco efeito na taxa de crescimento de falha mas temperaturas elevadas contribuem na deterioração do revestimento	Importante, especialmente para SCC de pH alto	A
Níveis de tensão de operação e flutuações	Tensão deve estar acima de um certo limite para a SCC ocorrer. As flutuações podem diminuir esse limite significativamente	Influencia a iniciação de SCC, tamanho crítico de falha e tempo de vida restante	A
Histórico de fuga/roturas (SCC)	Existe a probabilidade de encontrar mais SCC na vizinhança de SCC anteriormente descoberto	Importante	A
Histórico de reparações e inspeções diretas	Existe a probabilidade de encontrar mais SCC na vizinhança de SCC anteriormente descoberto	Importante	A
Histórico de testes hidrostáticos	Existe a probabilidade de encontrar mais SCC na vizinhança de SCC anteriormente descoberto	Importante	A
Dados de ILI de pigs de detecção de falhas	Existe a probabilidade de encontrar mais SCC na vizinhança de SCC anteriormente descoberto	Importante	A
Dados de ILI de pigs de perda de metal	Se o pig de perda de metal indicar corrosão em tubagens revestidas onde não existe um intervalo de revestimento, o revestimento provavelmente não está ligado e forma barreira elétrica na tubagem da PC, uma condição em que SCC já foi observado	Pode ser importante	B

A – normalmente importante para priorizar sítios

B – pode ser importante para priorizar sítios em alguns casos

C – não é relevante na priorização, mas pode ser útil na recolha de dados

Tabela E-2 – dados, método de recolha, uso e interpretação de resultados e respetivo ranking de SCCDA

Dados	Tempo de recolha	Uso e interpretação de resultados	Ranking
Potencial tubagem-solo	Antes de remoção de revestimento	Útil na comparação de medições de potencial	D
Resistividade do solo	Antes de remoção de revestimento	Relacionado com a corrosividade do solo e concentração de catiões solúveis do solo. Útil na comparação com resultados do solo e de águas subterrâneas	C
Amostras de solo	Antes de remoção de revestimento	Útil na confirmação das condições no terreno. A análise dos resultados das amostras do solo pode ser inserida no modelo de previsão	B
Amostras de águas subterrâneas	Antes de remoção de revestimento	Resultados químicos podem ser introduzidos no modelo de previsão	B

Sistema de revestimento	Antes de remoção de revestimento	Elemento necessário. Usado na verificação do local e no desenvolvimento do modelo de previsão	A
Condições do revestimento	Antes de remoção de revestimento	Pode ser relacionado com a extensão de SCC	C
Medição da não ligação do revestimento	Antes de remoção de revestimento	Localização de não ligação pode ser relacionada com a presença de falhas e outros dados medidos	C
Eletrólito	Antes de remoção de revestimento	Útil em estabelecer o tipo de falha. Pode ser relacionado com a química de águas subterrâneas	C
Fotografia do local de escavação	Antes de remoção de revestimento	Útil na confirmação das condições de terreno, sistema de revestimento e condições de revestimento	D
Dados de outras análise de integridade	Antes e após remoção de revestimento	Dados de outras análises (medições de dent) pode estar relacionadas com a ocorrência de SCC	C, D
Fotografia e descrição do depósito	Depois de remoção do revestimento	Útil em estabelecer tipo de falha	C
Análise de depósito	Depois de remoção de revestimento	Útil em estabelecer tipo de falha	C
Medição e identificação de defeitos de corrosão	Depois de remoção de revestimento	Usado na avaliação de integridade de defeitos de corrosão. Também usado em estabelecer o tipo de SCC, se presente	A, D
Fotografia de defeitos de corrosão	Depois de remoção de revestimento	Usado em avaliações de integridade	D
Identificar o tipo de cordão de soldadura	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário. Usado na verificação de locais no terreno	A
MPI (inspeção por partículas magnéticas)	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário para SCCDA. Estabelece se SCC está presente	A
Localização e tamanho de cada cacho de falhas (<i>clusters</i>)	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário para SCCDA. Usado para estabelecer a correlação a localização com outros parâmetros medidos	A
Medidas de profundidade e comprimento de falha	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário de SCCDA. Usado em estabelecer a significância da falha e determinar se existe uma preocupação de integridade imediata	A
Metalografia <i>in situ</i>	Depois de remoção de revestimento	Usado para estabelecer tipo de SCC	B
Fotografias dos cachos	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário para SCCDA. Usado para confirmar medições de falhas	A

Medições de espessuras de parede	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário. Usado na avaliação de integridade e na verificação no terreno	A, D
Medições de diâmetro de tubagem	Depois de remoção de revestimento	Elemento necessário. Usado na avaliação de integridade e na verificação no terreno	A, D

A – elemento necessário para SCCDA

B – opcional (provavelmente útil no desenvolvimento de um modelo SCCDA)

C – opcional (pode ser útil no desenvolvimento de um modelo SCCDA)

D – informação de histórico ou informação usada noutras análises

ANEXO F - Diâmetros de tubagens

Tabela F-1 – Características dimensionais da tubagem

Diâmetro nominal (mm)	Diâmetro exterior (mm)	Espessura de parede (mm)	Diâmetro interior (mm)	Massa (kg/m)
50	60,3	3,9	52,5	5,42
80	88,9	4,4	80,1	9,17
100	114,3	4,4	105,5	11,92
150	168,3	4,4	159,5	17,78
200	219,1	4,8	209,5	25,37
250	273,0	5,6	261,9	36,69
300	323,9	6,4	311,1	50,11
400	406,4	7,9	390,6	77,63
500	508,0	7,9	492,2	97,43
600	610,0	7,9	594,2	117,3
700	711,0	9,5	692,0	164,34
800	813,0	11,1	790,8	219,5

ANEXO G - Resultados de DG-ICDA

Região 1

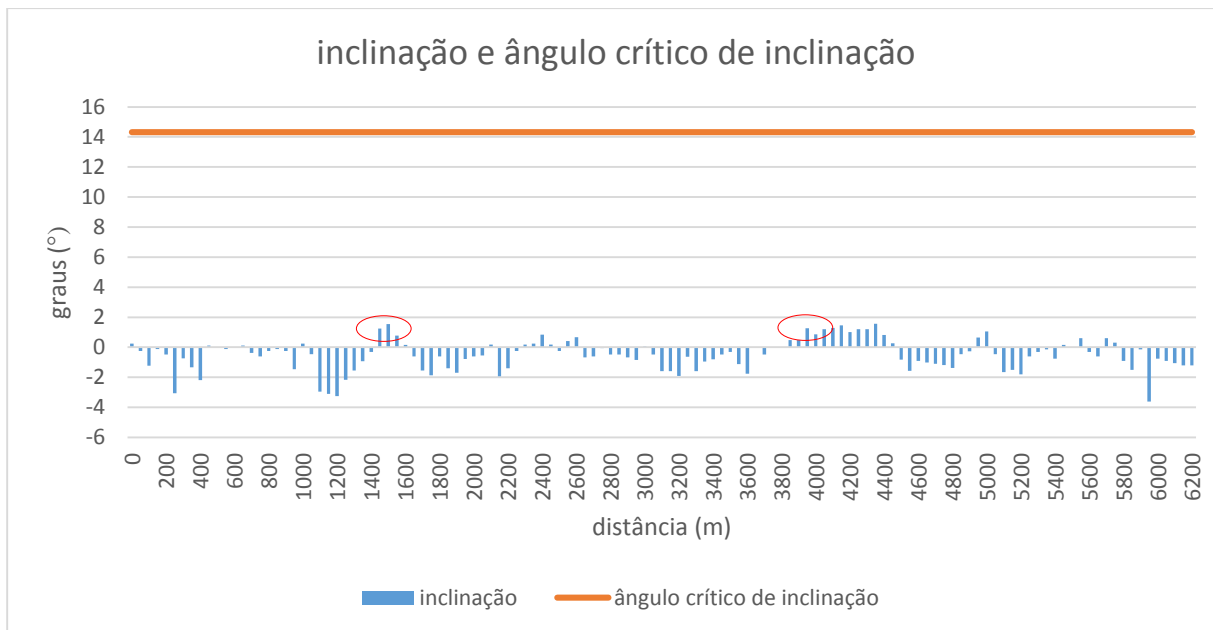


Figura F – inclinação e ângulo crítico de inclinação da região 1

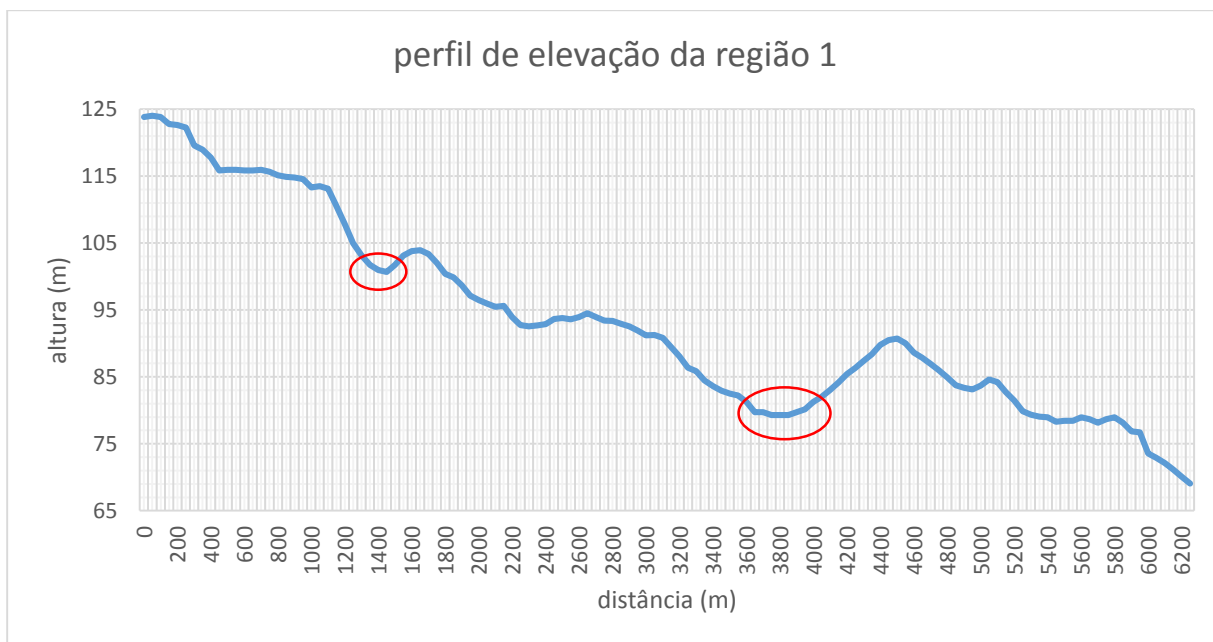


Figura G – perfil de elevação região 1

Na análise dos gráficos obtidos, não existem ângulos superiores ao ângulo crítico de inclinação. No entanto, segundo a norma SP0206-2006, convém inspecionar os locais situados a montante dos locais de maior ângulo de inclinação como está demonstrado pela fig. G. As figuras H e I demonstram onde esses locais estão situados.

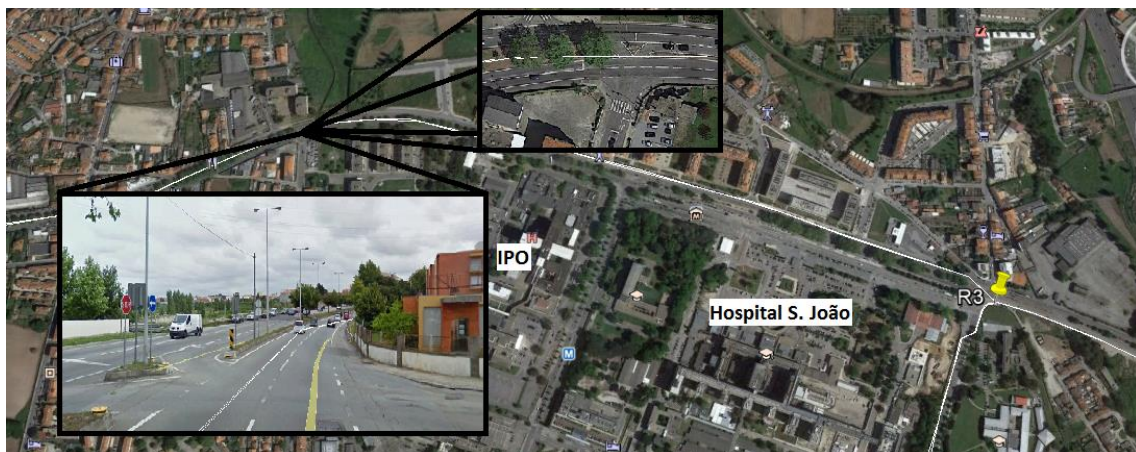


Figura H – primeiro local com maior ângulo da região 1

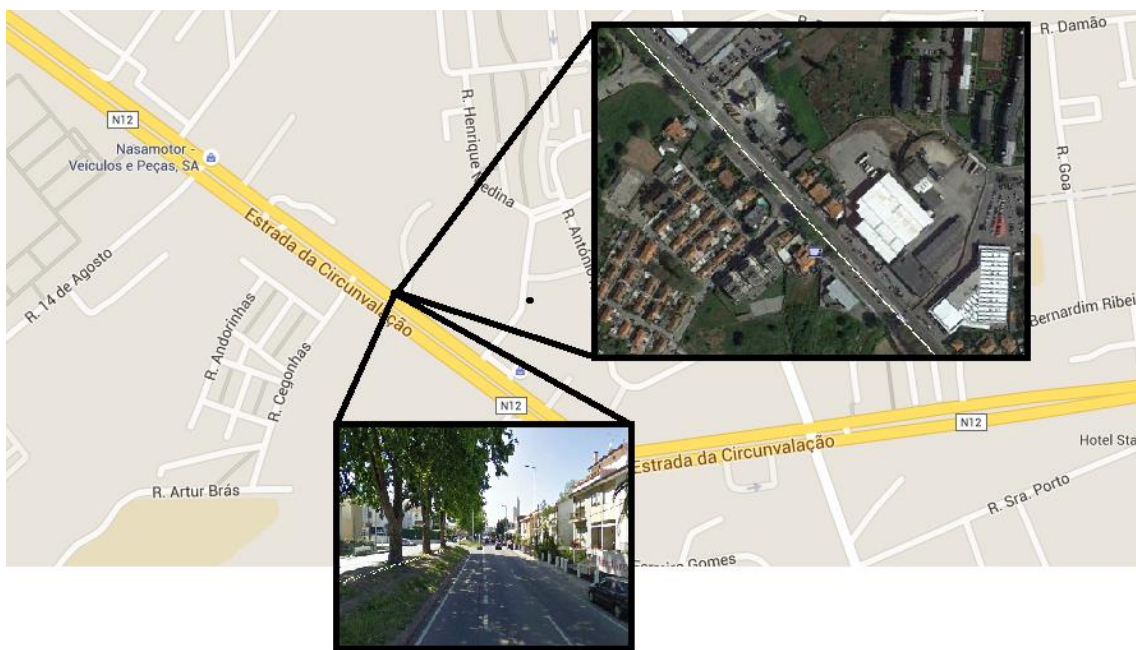


Figura I – segundo local com maior ângulo da região 1

Região 3

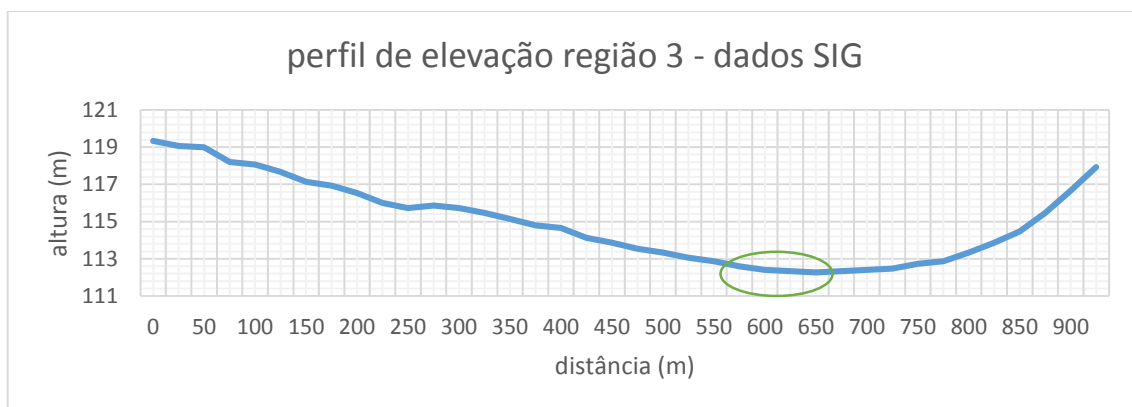


Figura J – perfil de elevação da região 3

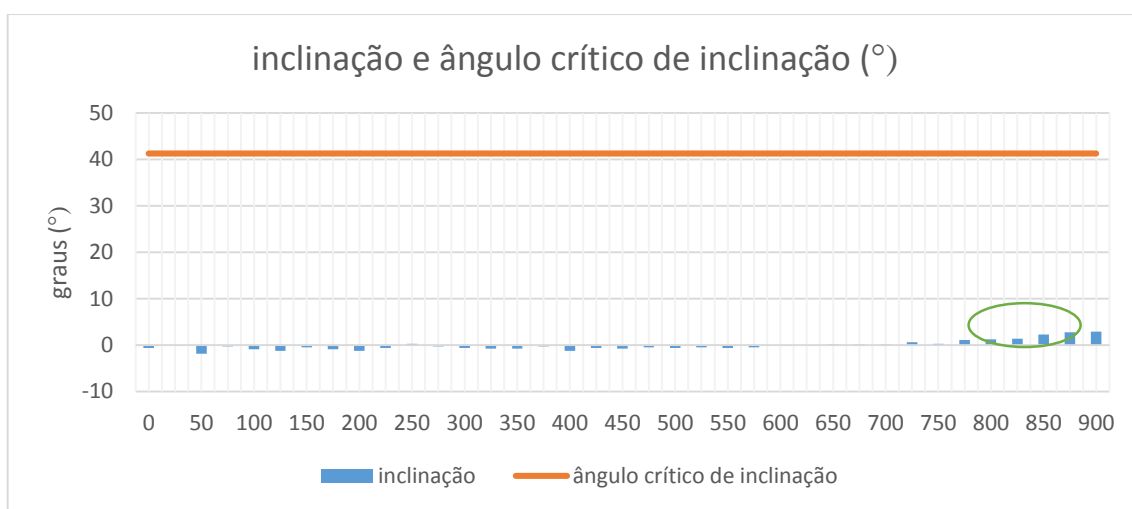


Figura K – perfil de inclinação e ângulo crítico de inclinação da região 3

A figura K evidencia que não existe um ângulo superior ao ângulo crítico de inclinação. Mais uma vez, de acordo com a norma, seria prudente verificar a tubagem na zona dos 625 - 650 m cuja localização está demonstrada pela figura seguinte.

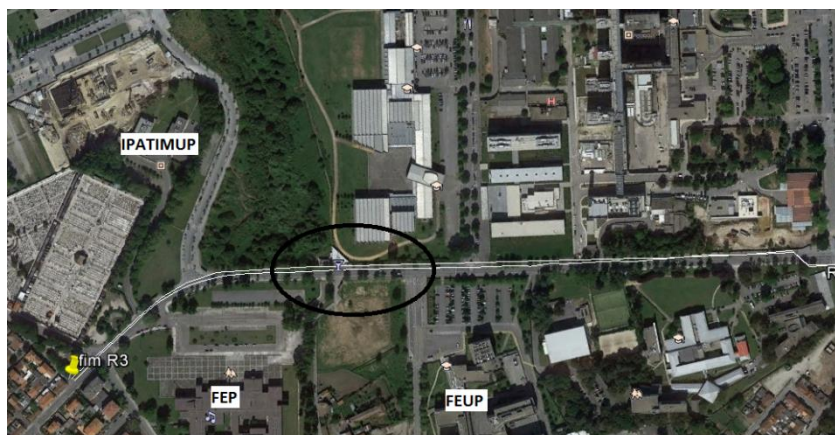


Figura L – local de exame direto da região 3

Região 4

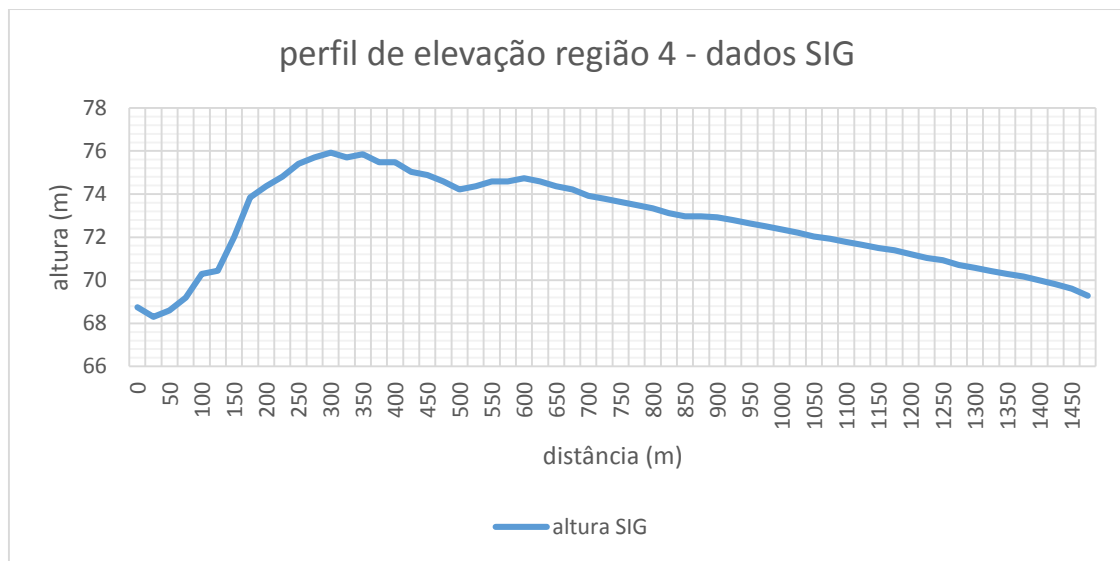


Figura M – perfil de elevação da região 4

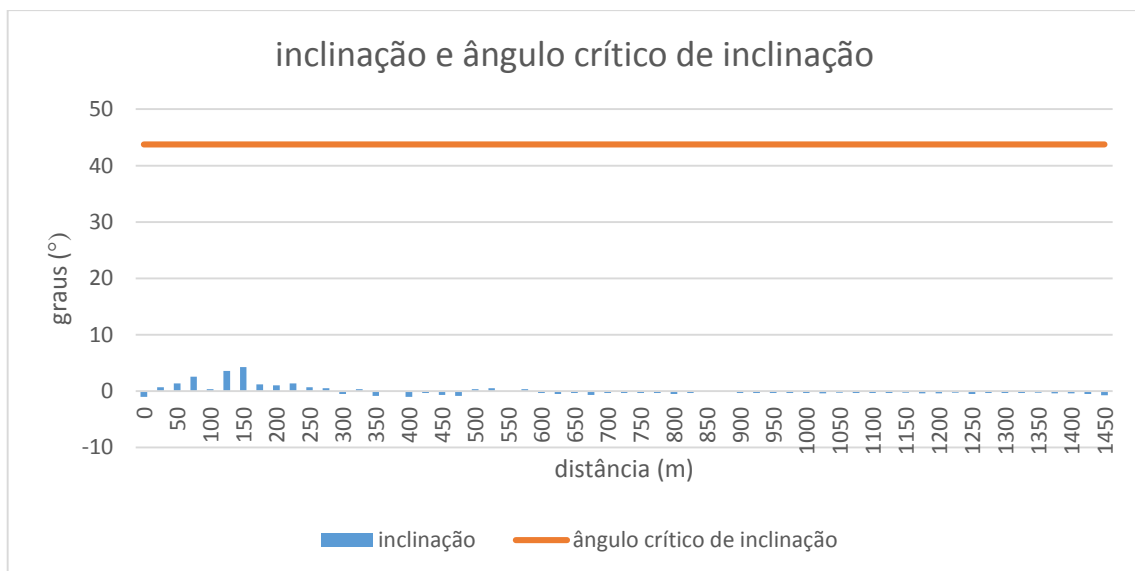


Figura N – perfil de inclinação e ângulo crítico de inclinação da região 4



Figura O – zona de exame direto da região 4

Como a velocidade superficial do gás é muito alta e o diâmetro interior é de 159,5 cm, o ângulo crítico de inclinação é muito alto. Prevê-se que não existam problemas de líquido acumulado neste troço mas, no caso de se querer comprovar tal suposição, a inspeção será feita no início da região.

Região 5

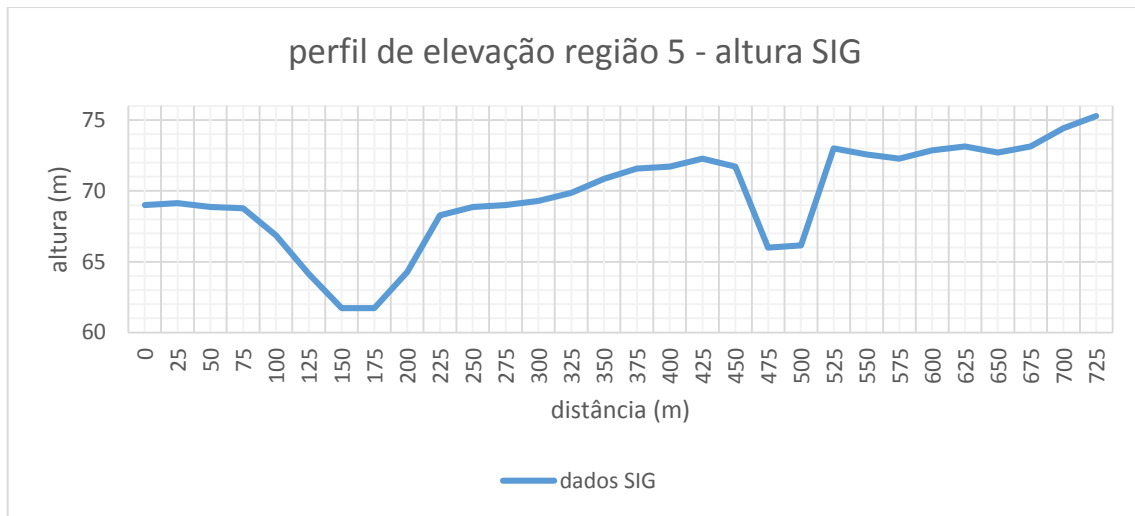


Figura P – perfil de elevação da região 5

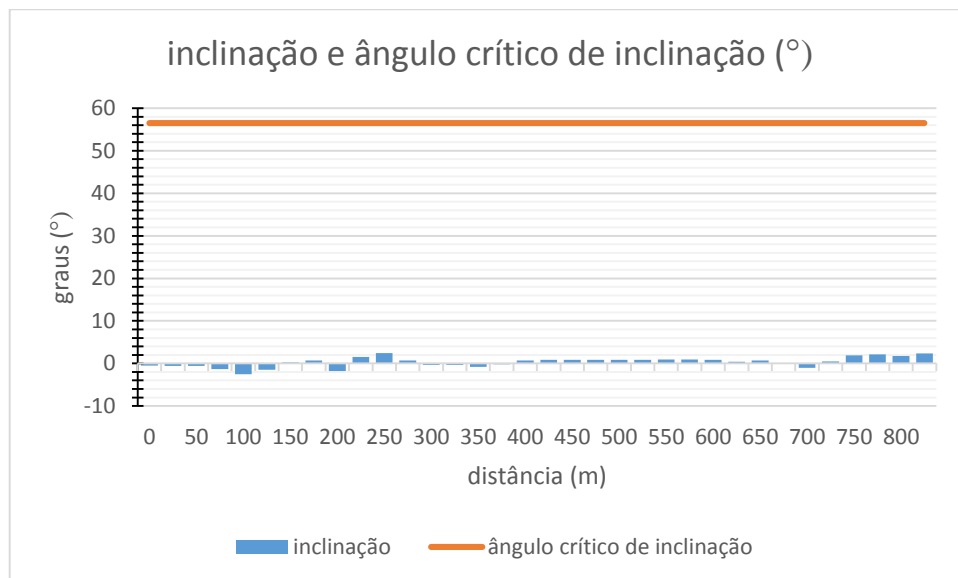


Figura Q – inclinação e ângulo crítico de inclinação da região 5



Figura R – vista geral da zona com a chamada de atenção a amarelo a representar o fim da região 4 e o início da região 5.



Figura S – local de exame direto da região 5



Figura T – zona de exame direto da região 5

Pela análise dos gráficos, prevê-se que também não existam problemas na região 5 devido ao facto da velocidade superficial do gás ser alta mas, seguindo a lógica da norma, seria aconselhável verificar a tubagem por volta dos 200 m. No local dos 475 - 500 m, o ângulo é o que apresenta o maior valor mas como a tubagem passa pela VCI por uma passagem subterrânea não se pode fazer a verificação no local.